



सरकारी गजट, उत्तर प्रदेश

उत्तर प्रदेशीय सरकार द्वारा प्रकाशित

असाधारण

लखनऊ, बुधवार, 9 अप्रैल, 2025

चैत्र 19, 1947 शक सम्वत्

उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग

अधिसूचना संख्या उ०प्र०वि०नि०आ०/सचिव/उत्पादन/विनियमावली, 2025-010

लखनऊ, 9 अप्रैल, 2025

अधिसूचना

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 181 के साथ पठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त समर्थकारी समस्त अन्य शक्तियों का प्रयोग करके उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग निम्नलिखित विनियमावली बनाता है, अर्थात्: :-

अध्याय-1

सामान्य

1-संक्षिप्त नाम, विस्तार, प्रयोज्यता एवं प्रारंभ-

(1) यह विनियमावली उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन प्रशुल्क के निबन्धन और शर्तों) विनियमावली, 2024 कही जायेगी।

(2) यह विनियमावली 01.04.2024 से 31.3.2029 तक प्रवृत्त होगी।

(3) इस विनियमावली में प्रयुक्त किंतु अपरिभाषित शब्दों और पदों के वही अर्थ होंगे जो कि इस अधिनियम के अधीन उन्हें दिए गए हैं।

(4) यह विनियमावली अंग्रेजी में बनाई गई है और हिन्दी में उसका अनुवाद किया गया है, किसी शंका की स्थिति में, अंग्रेजी प्रति अधिभावी होगी।

(5) दिनांक 11.09.2019 को अधिसूचित उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन प्रशुल्क के निर्धारण के निबन्धन और शर्तों) विनियमावली, 2019 उसके सभी संशोधनों के साथ जो इस विनियमावली पर लागू रहे, एतद्वारा अतिक्रमित की जाती है।

(6) यह विनियमावली किसी उत्पादन कंपनी या उसकी किसी इकाई, जहाँ विद्युत अधिनियम की धारा 62 सपठित धारा 86 के अन्तर्गत आयोग को यह सूची निर्धारित करनी हो, के सभी मामलों में लागू होगी।

(7) यह विनियमावली प्रशुल्क निर्धारित करने हेतु निम्नलिखित मामलों में लागू नहीं होगी :-

(क) केंद्रीय सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देश एवं आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत अंगीकृत, विद्युत गृहों जिनके प्रशुल्क प्रतिस्पर्धात्मक बोली द्वारा अन्वेषित किये गये हों;

(ख) ऊर्जा के नवीनीकृत स्रोतों पर आधारित विद्युत गृह, जिनकी दरें उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वशवर्ती एवं नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र) अधिनियम, 2024 की अधिसूचना जारी होने पर और समय-समय पर संशोधित या किसी भी परवर्ती अधिनियम के तहत।

(8) उत्पादन कंपनी दिनांक 1 अप्रैल 2024 या उसके पश्चात् अनुमोदित एवं कार्यदिष्ट विद्युत गृहों के लिए स्वच्छ विकास क्रियाविधि अपना सकती है एवं अनुमोदित स्वच्छ विकास क्रियाविधि परियोजना से कार्बन जमा (कार्बन क्रेडिट) की आय को निम्नलिखित रीति से बांटा जायेगा, अर्थात्:-

(क) विद्युत गृह के व्यावसायिक परिचालन के दिनांक के बाद के प्रथम वर्ष में स्वच्छ विकास क्रियाविधि से सकल प्राप्ति का 100 प्रतिशत अंश परियोजना विकासकर्ता द्वारा अपने पास रखा जायेगा;

(ख) दूसरे वर्ष में लाभार्थियों का अंश 10 प्रतिशत होगा जो 50 प्रतिशत होने तक प्रत्येक वर्ष उत्तरोत्तर 10 प्रतिशत की दर से बढ़ाया जायेगा। इसके पश्चात् प्राप्तियों को बराबर अनुपात में, उत्पादन कम्पनियों एवं लाभार्थियों के मध्य बांट लिया जायेगा।

(9) इन विनियमावली के प्रावधानों एवं उत्पादन कम्पनी तथा वितरण अनुज्ञापिधारी/ लाभार्थी(गण) के मध्य हस्ताक्षरित किसी विद्युत क्रय अनुबंध में किसी असहमति की दशा में, इस विनियमावली के प्रावधान लागू होंगे।

(10) उन परियोजनाओं पर जिनका प्रशुल्क आयोग द्वारा निर्धारित किया गया है, विनियमावली के विनियम-40 के अनुसार 'उपलब्धता आधारित प्रशुल्क' लागू किया जायेगा।

(11) विद्युत गृहों के लिए परिभाषित प्रत्येक उत्पादन इकाई के लिए विद्युत अधिनियम की धारा 61 (सी) सपठित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के परिशिष्ट, राष्ट्रीय विद्युत नीति एवं उत्तर प्रदेश शासन की ऊर्जा नीति, 2009, समय-समय पर संशोधित अनुसार, वार्षिक ऊर्जा लेखा परीक्षा अनिवार्य होगी। ऊर्जा लेखा परीक्षा के परिणाम ऊर्जा संरक्षण (ऊर्जा उपभोग एवं प्रत्यापित ऊर्जा सम्परीक्षक की संस्तुतियों पर कार्यवाही की सूचना के लिये प्रारूप, पद्धति एवं समय) नियमावली, 2008 द्वारा निर्धारित पद्धति के अन्तर्गत घोषित किये जाएंगे।

(12) उत्पादन कंपनी अधिनियम की धारा 10(3) (क) के अनुसार निष्पादन रिपोर्ट इस अधिनियम के परिशिष्ट-1 में दिये गये प्रारूप के अनुसार समयानुकूल आयोग को प्रस्तुत करेगी।

(13) उत्पादन केन्द्र, अधिनियम की धारा 10(3)(ख) के अन्तर्गत, इसके द्वारा उत्पादित विद्युत को ग्रिड संहिता के प्रावधानों के अनुसार पारेषण हेतु राज्य पारेषण जन उपयोगी सेवाप्रदाता से समन्वय करेगा।

(14) उत्पादन संयंत्र/कंपनी अधिनियम नियमावली, संहिताओं, विनियमावली, आदेशों और समुचित प्राधिकरण/आयोग के निदेशों जो उत्पादन और विद्युत के निष्क्रमण के संबंध में समय-समय पर जारी किये जाएं, का पालन करने के लिए बाध्य होगी।

2-परिभाषाएं

(1) जब तक संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो, इस अध्याय के प्रयोजन के लिए समय-समय पर यथा संशोधित अधिनियम का तात्पर्य विद्युत अधिनियम, 2003 तथा उत्तर प्रदेश विद्युत सुधार अधिनियम, 1999, जहाँ तक विद्युत अधिनियम, 2003 से असंगत न हो, से है;

(2) 'अतिरिक्त पूंजी' का तात्पर्य परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन के दिनांक के पश्चात् किया गया व्यय या होने वाले व्यय से है और जो विवेकपूर्ण जाँच के बाद इस विनियमावली के उपबंधों के अनुसार आयोग द्वारा मान्य हो;

(3) 'स्वीकृत पूंजी लागत' का तात्पर्य उस लागत से है जो विवेकपूर्ण जाँच के बाद, इस विनियमावली के अनुबंधों के अनुसार, आयोग द्वारा प्रशुल्क के माध्यम से शोधन के लिये मान्य है।

(4) 'संपरीक्षक' का तात्पर्य, समय-समय पर यथा संशोधित कंपनी अधिनियम, 1956 (अधिनियम संख्या 1 सन् 1956) की धारा 224, 233 (ख) और 619 या कंपनी अधिनियम, 2013 (अधिनियम संख्या 18 सन् 2013) के अध्याय दस या कोई अन्य नियम जो उस समय लागू हो, के उपबंधों के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त संपरीक्षक से है;

(5) 'प्राधिकरण' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण से है;

(6) 'सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'ए.यू.एक्स' का तात्पर्य किसी उत्पादन-गृह के मामले में अवधि के संबंध में उत्पादन गृह के सहायक उपकरणों द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की प्रमात्रा से है, जैसे कि परिचालन संयंत्र के प्रयोजन के लिए प्रयोग किए जा रहे उपकरण, अपजल, तृतीयक उपचार संयंत्र, शोधन संयंत्र, कोयला प्रबंधन संयंत्र और उत्पादन गृह के स्विचयार्ड तथा मशीनरी के प्रयोग और उत्पादन-गृह के अंदर ट्रांसफार्मर हानियाँ, जो उत्पादन गृह की सभी इकाइयों के उत्पादन टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की मात्रा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त है;

परंतु यह कि सहायक ऊर्जा उपभोग में आवास कॉलोनी को विद्युत की आपूर्ति और उत्पादन-गृह में अन्य सुविधाओं में उपभोग की गई ऊर्जा और उत्पादन-गृह में निर्माण कार्यों में उपभोग की गई विद्युत सम्मिलित नहीं की जाएगी;

परंतु यह भी कि संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु सहायक ऊर्जा खपत पर अलग से विचार किया जाएगा।

(7) 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली' हेतु सहायक ऊर्जा खपत (AUXe): कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संदर्भ में, इसका तात्पर्य उस ऊर्जा की प्रमात्रा से है जो कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के सहायक उपकरण द्वारा इस विनियम के खंड (6) के तहत सहायक ऊर्जा खपत के अतिरिक्त खपत की जाती है।

(8) 'उपलब्धता' का अर्थ किसी अवधि के दौरान तापीय उत्पादन स्टेशन के संदर्भ में, उस अवधि के सभी दिनों के लिए दैनिक औसत घोषित क्षमताओं (DC) के औसत को उत्पादन स्टेशन की अनुबंधित क्षमता (CC) के प्रतिशत के रूप में व्यक्त करना है, जिसकी मेगावाट में सामान्यीकृत सहायक खपत और इन विनियमों के अनुसार उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सहायक ऊर्जा खपत को घटाकर गणना की जाएगी और इसकी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

$$\text{उपलब्धता (\%)} = 10000 \times \sum_{i=1}^N \text{DC}_i / \{N \times \text{CC} \times (100 - \text{AUX}_n - \text{AUX}_e)\} \%$$

जहाँ,

संविदाकृत क्षमता = उत्पादन-गृह में संविदाकृत क्षमता,

औसत घोषित क्षमता (विशिष्ट दिन के लिए) = उस अवधि के विशिष्ट दिन के लिए औसत घोषित क्षमता, (मेगा वाट में)

संख्या = उस अवधि के दौरान दिनों की संख्या, एवं

AUX_n = सकल उत्पादन का प्रतिशत के रूप में सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत

AUX_e = सकल उत्पादन का प्रतिशत के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत

(9) 'बैंक दर' का तात्पर्य समय-समय पर जारी भारतीय स्टेट बैंक द्वारा उधार देने की दर के एक वर्ष की सीमान्त लागत (एमसीएलआर) से है, या यथा समय लागू उसके प्रतिस्थापन से है, जिसमें 350 बेसिस अंक को जोड़ा जाएगा;

(10) 'लाभार्थी' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 86 की उपधारा 1 के खंड (क) और (ख) के अधीन आच्छादित उत्पादन-गृह के संबंध में ऐसे वितरण लाइसेंसधारी से है जो ऐसे उत्पादन-गृह से उत्पादित विद्युत का क्रय कर रहा है और यह विद्युत क्रय अनुबंध के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से या व्यापारी अनुज्ञापिधारी के माध्यम से परोक्ष रूप से नियत प्रभारों का भुगतान करके ग्रिड संहिता के अनुसार समय-सारिणी के अनुरूप करता है:

परंतु यह कि जहाँ वितरण अनुज्ञापिधारी किसी व्यापारी अनुज्ञापिधारी से विद्युत प्राप्त कर रहा है तो इस व्यवस्था में विद्युत क्रय अनुबंध और विद्युत विक्रय अनुबंध दोनों ही माध्यम से सुरक्षित होनी चाहिए।

(11) 'पूँजी लागत' का अर्थ उन विनियमों के तहत निर्धारित पूँजी लागत से है जो उत्पादन स्टेशन से संबंधित हैं।

(12) 'विधि में परिवर्तन' का तात्पर्य निम्नलिखित स्थितियों में से किसी भी एक के घटित होने से है :-

(क) किसी नई भारतीय विधि या अधिनियम का प्रभावी होना या उसका प्रख्यापन;

(ख) किसी विद्यमान भारतीय विधि का अपनाया जाना, उसमें संशोधन उसका उपान्तरण, उसका निरासन या पुनः अधिनियमितिकरण;

(ग) सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारत सरकार अभिकरण द्वारा किसी भारतीय विधि के निर्वचन या लागू करने में परिवर्तन, जो ऐसे निर्वचन या लागू करने के लिए अंतिम प्राधिकारी है;

(घ) किसी भी शर्त या किसी सहमति की प्रसंविदा या अनापत्तियाँ या अनुमोदन में या परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त लाईसेंस किसी सक्षम सांविधिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन;

(ङ) भारत सरकार और किसी अन्य संप्रभुता संपन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय अनुबंध संधि का लागू होना या उसमें परिवर्तन होना जिसका इस विनियमावली के अधीन विनियमित किए गए उत्पादन-गृह के साथ निहितार्थ हो;

(13) 'आयोग' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 82 के अनुसार उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग से है;

(14) 'प्रतिस्पर्धात्मक बोली लगाने' का तात्पर्य उपकरणों, सेवाओं और कार्यों के अर्जन करने की पारदर्शी प्रक्रिया है जिसमें बोली लगाने वाले को खुले विज्ञापनों से परियोजना विकासकर्ता द्वारा आमंत्रित किया जाता है जिसमें परियोजना के लिए अपेक्षित उपकरण, सेवाओं और कार्यों का क्षेत्र और विशिष्टता और प्रस्तावित संविदा के निबंधन और शर्त और मानक जिससे बोलियों का मूल्यांकन किया जाएगा और जिसमें घरेलू प्रतिस्पर्धात्मक बोली और अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली सम्मिलित होगी;

(15) 'संविदाकृत क्षमता' या 'सी.सी.' का तात्पर्य विद्युत क्रय अनुबंध में यथा-व्यवस्थित विक्रेता एवं अर्जनकर्ता के मध्य संविदाकृत (मिलियन वाट में) विद्युत की क्षमता से है;

(16) 'निर्दिष्ट तिथि' का तात्पर्य परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की वास्तविक तिथि या आयोग द्वारा अनुमोदित परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से छत्तीस महीने के बाद कैलेंडर माह के अंतिम दिन से है, जो भी पहले हो;

(17) 'वाणिज्यिक परिचालन की तिथि' या 'सीओडी', का तापीय उत्पादन स्टेशन या जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के संदर्भ में, वही अर्थ होगा जैसाकि ग्रिड संहिता में परिभाषित है;

(18) 'परिचालन तिथि' या 'ODE': उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संदर्भ में इसका अर्थ है सभी लागू तकनीकी और पर्यावरण मानकों (MOEF & CC) को पूरा करने के बाद उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का उपयोग में लाया जाना, जिसकी पुष्टि और अपेक्षित प्रमाणीकरण (ओं), के माध्यम से और प्रमाणित प्रबंधन प्रमाणपत्र के माध्यम से की गई हो और जिस पर उत्पादन कंपनी के निदेशक स्तर से नीचे के नहीं अधिकृत व्यक्ति द्वारा विधिवत हस्ताक्षर किए गए हों;

(19) 'दिन' का तात्पर्य 00:00 घंटे से प्रारंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि वाले एक कैलेंडर दिन से है;

(20) 'पूँजीकरण का हटाना' का इस विनियमावली के अधीन प्रशुल्क के प्रयोजन के लिए तात्पर्य परियोजना की सकल नियत परिसंपत्ति में कमी से है जिसे परिसंपत्तियों के अंतःइकाई अंतरण या सेवा से निकाली गई परिसंपत्तियों के रूप में आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो;

(21) 'निष्क्रियकरण' का अर्थ है किसी उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई को सेवा से हटाना, जब इसे केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य अधिकृत एजेंसी द्वारा, स्वप्रेरणा से या परियोजना विकासकर्ता, लाभार्थियों या दोनों द्वारा किए गए आवेदन पर प्रमाणित किया गया हो कि परिसंपत्तियों के तकनीकी अप्रचलन, अलाभकारी संचालन, पर्यावरणीय चिंताओं, सुरक्षा संबंधी मुद्दों या इन कारकों के संयोजन के कारण परियोजना का संचालन संभव नहीं है;

(22) 'घोषित क्षमता' या 'डीसी' का तात्पर्य यथास्थिति ईंधन या जल की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए, जैसा भी मामला हो, ग्रिड संहिता के अनुसार संपूर्ण दिन या दिन के किसी भाग के संबंध में ऐसे उत्पादन-गृह द्वारा मेगावॉट में घोषित एक्स-बस विद्युत प्रेषण के लिए उत्पादन-गृह की क्षमता से है;

(23) 'डिजाइन ऊर्जा' का अर्थ उस ऊर्जा की प्रमात्रा से है जो 90% विश्वसनीय वर्ष में जल विद्युत उत्पादन स्टेशन की 95% स्थापित क्षमता के साथ उत्पन्न की जा सकती है;

(24) 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली' का अर्थ कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई में संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक उपकरणों या यंत्रों के सेट से है।

(25) 'विद्यमान परियोजना' का तात्पर्य दिनांक 01.04.2024 के पूर्व की तिथि से वाणिज्यिक परिचालन के अंतर्गत घोषित परियोजना से है;

(26) 'विस्तार परियोजना' का अर्थ किसी विद्यमान उत्पादन स्टेशन में यूपीईआरसी (प्रधुलक निर्धारण की प्रक्रियाएँ) विनियम, 2023 में समय-समय पर किए गए संशोधनों के अनुसार नई क्षमता जोड़ने से है;

(27) 'व्यय उपगत' का तात्पर्य उपयोगी परिसंपत्ति के निर्माण या अर्जन के लिए निधि से है, चाहे वह अंश पूँजी या ऋण या दोनों के रूप में हो, जिसे वास्तव में नकदी या नकदी के समतुल्य के रूप में लगाया और भुगतान किया गया हो और इसमें प्रतिबद्धता या देयता सम्मिलित नहीं है जिसके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;

(28) 'विस्तारित अवधि' का तात्पर्य उपयोगी अवधि के पश्चात उत्पादन-गृह या उसकी इकाई की अवधि से है जिसे आयोग द्वारा मामले के आधार पर निर्धारित किया जाए;

(29) इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए 'अप्रयाशित घटना' का तात्पर्य दुर्घटना या परिस्थिति या दुर्घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन है, जिसमें नीचे लिए हुए सम्मिलित हैं, जो विनिधान अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय के भीतर परियोजना को पूरा करने के लिए उत्पादन कंपनी को आंशिक या पूर्ण रूप से रोकती हो और मात्र तभी जब इस तरह की दुर्घटनाएँ या परिस्थितियाँ उत्पादन कंपनी के नियंत्रण में नहीं हैं और ये अनिवारणीय थीं यदि उत्पादन कंपनी ने तर्कसंगत कदम उठाए होते या बुद्धिमत्तापूर्ण जनोपयोगी सेवाप्रदाता के व्यवहार का अनुपालन किया होता तो भी :-

(क) दैवीय आपदा जिसमें बिजली गिरना, अकाल पड़ना, आगजनी और विस्फोट, भूकंप, बाढ़, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, चक्रवात, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय आपदा या आपवादिक रूप से विपरीत मौसम की परिस्थितियाँ जो पिछले सौ सालों से सांख्यिकीय मानकों से अधिक हैं।

(ख) कोई भी युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की गतिविधि, मार्ग अवरोधन, व्यापार प्रतिरोध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैनिक कार्यवाही या;

(ग) उद्योग जगत में हड़ताल और श्रमिक आन्दोलन जिसका पूरे भारत में राष्ट्रीयव्यापी प्रभाव हो;

(घ) परियोजना के लिए सांविधिक अनुमोदन की प्राप्ति में विलंब सिवाय जहाँ विलम्ब परियोजना विकासकर्ता उसके संविदाकार, आपूर्तिकर्ता, अभिकर्ता पर आरोपणीय हैं;

(30) 'उत्पादन-गृह' का वही अर्थ होगा जैसे अधिनियम की धारा 2 की उपधारा 30 के अंतर्गत परिभाषित है और इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए उत्पादन गृह के प्रक्रमों या खंडों या इकाइयों भी सम्मिलित होंगी।

(31) तापीय उत्पादन गृह (संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन गृह से भिन्न) के संबंध में 'उत्पादन इकाई' या इकाई का तात्पर्य वाष्प जनरेटर, टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरणों से है या संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन स्टेशन के संबंध में इसका तात्पर्य टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरणों या दहन टरबाइन जनरेटर, सम्बद्ध उष्मा हीट रिकवरी वाष्पित्र संयोजित टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरण, और जलीय उत्पादन-गृह के संबंध में इसका तात्पर्य टरबाइन जनरेटर और उसके सहायक उपकरणों से है;

(32) 'ग्रिड कोड' का अर्थ उत्तर प्रदेश विद्युत ग्रिड कोड, 2007 और भारतीय विद्युत ग्रिड कोड विनियम, 2023 से है, जिसमें समय-समय पर किए गए संशोधन या उसके पश्चात के पुनः-प्रवर्तन भी शामिल हैं।

(33) तापीय विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'सकल क्लोरिफिक वैल्यू' या 'जीसीवी' का तात्पर्य किसी तापीय विद्युत गृह के संबंध में, जैसी स्थिति हो, एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन के जलाए जाने पर (पूर्णतया दग्ध होने पर) उत्पन्न उष्मा से है जिसे किलो कैलोरीज में मापा जाएगा;

(34) 'यथाप्राप्त सकल कैलोरीफिक वैल्यू' का तात्पर्य आई एस 436 (भाग 1/सेक्शन 1) 1964 के अनुसार भारयुक्त वैगनों, ट्रकों, रोपवे, मैरी-गो-राऊंड (एमजीआर), बेल्ट कनवेयरर्स और जहाजों से संग्रह, संपाक और नमूनों के परीक्षण के माध्यम से तापीय विद्युत गृह के अनलॉडिंग बिंदु पर यथा माप की गई कोयले की जीसीवी से है :

परंतु यह कि कोयले का मापन केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों, यदि कोई हो, के अनुसार उत्पादन कंपनियों द्वारा नियुक्त किए जाने वाले तीसरे पक्ष द्वारा नमूना-चयन के माध्यम द्वारा किया जाएगा;

परंतु यह और कि कोयले के नमूने या तो हाथ से या हाईड्रोलिक फावड़े से या किसी अन्य रीति से संगृहीत किए जाएंगे जिसे कार्मिकों और उपकरणों की सुरक्षा की दृष्टि को ध्यान में रखते हुए उचित समझा जाए;

परंतु यह और कि उत्पादन कंपनियाँ किसी नवीनतम तकनीक से नमूनों का संग्रह, संपाक और परीक्षण उचित और पारदर्शी रीति से जीसीवी के मापन के लिए अपना सकती है;

(35) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर' (Gross Station Heat Rate) या 'GSHR' का अर्थ थर्मल उत्पादन स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट-घंटा (kWh) विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलो-कैलोरी (kCal) में ऊष्मा ऊर्जा इनपुट से है;

(36) 'भारतीय सरकारी अभिकरण' का तात्पर्य भारत सरकार या राज्य सरकार(रों) या दोनों का उपयुक्त आयोग (गों) या न्यायाधिकरण या न्यायिक या अर्धन्यायिक निकाय के प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष नियंत्रण के आधीन किसी मंत्रालय, विभाग, बोर्ड, प्राधिकरण, एजेन्सी, निगम और आयोग से है;

(37) 'इनफर्म पावर' का तात्पर्य उत्पादन गृह की इकाई के वाणिज्यिक परिचालन के पूर्व ग्रिड में प्रक्षेपण के लिए उत्पादित विद्युत से है;

(38) 'स्थापित क्षमता' या 'आई सी' का तात्पर्य उत्पादन-गृह की सभी इकाइयों की नाम-पट्टिकाओं की क्षमताओं या उत्पादन-गृह की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर गणना की गई) के योग से है जैसा कि आयोग द्वारा समय-समय पर अनुमोदित किया गया;

(39) 'अंतः संयोजन बिंदु' का तात्पर्य यूपीईआरसी (संयोजन विनियम), 2009 और समय-समय पर किए गए उसके संशोधनों के अनुसार अंतः संयोजन बिंदु से है;

(40) 'निवेश अनुमोदन' का तात्पर्य उत्पादन कंपनी के बोर्ड या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन से है जो परियोजना के लिए प्रशासनिक संस्तुति प्रदान करे जिसमें परियोजना की निधि और उसके कार्यान्वयन की समय सीमा सम्मिलित हो;

परंतु यह कि निवेश अनुमोदन की तिथि की गणना उत्पादन कंपनी के बोर्ड के प्रस्ताव की तिथि से होगी जहाँ बोर्ड यह अनुमोदन देने के लिए सक्षम है और अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी के संस्तुति पत्र की तिथि से की जाएगी;

(41) 'किलोवाट-घंटा' या 'के डब्ल्यू एच' का तात्पर्य विद्युत ऊर्जा की इकाई से है जिसका माप एक घण्टे की अवधि में उत्पन्न या उपभोग की गई विद्युत के एक किलोवाट या एक हजार वाट है;

(42) 'प्राप्त ईंधन लागत' का तात्पर्य कोयले की कुल लागत (जिसमें सहप्रज्वलन के मामले में बायोमास सम्मिलित है), उत्पादन-गृह के अनलोडिंग बिन्दु पर प्राप्त भूरा कोयला या गैस से है और जिसमें मूल लागत, प्रक्षालन प्रभार जहाँ लागू हो, परिवहन लागत (विदेश या देश या दोनों) और संचालन लागत, तीसरे पक्ष द्वारा लिये गए नमूने का प्रभार और लागू सांविधिक प्रभार सम्मिलित होंगे;

(43) तापीय विद्युत उत्पादन गृह की इकाई के संबंध में 'अधिकतम अनवरत दर' या 'एम सी आर' का तात्पर्य जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम अनवरत प्रवाह से है, जिसमें निर्धारित मानकों पर विनिर्माता द्वारा गारंटी दी गई हो, और संयुक्त चक्र तापीय विद्युत उत्पादन-गृह की इकाई या खंड के संबंध में इसका तात्पर्य जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम अनवरत प्रवाह से है, विनिर्माता द्वारा जल/वाष्प प्रक्षेपण (यदि लागू हो) के साथ गारंटी दी गई हो और 50 हर्ट्ज ग्रिड फ्रिक्वेंसी और विनिर्दिष्ट स्थल दशाओं तक परिष्कृत हों;

(44) 'नई परियोजना' का तात्पर्य दिनांक 01.04.2024 से या उसके पश्चात परियोजना का परिचालन तक पहुँचना या पहुँचने के लिए अनुमानित तिथि से है;

(45) 'संचालन और रखरखाव व्यय' (Operation and Maintenance Expenses) या 'O&M व्यय' का अर्थ उत्पादन स्टेशन, परियोजना या उसके किसी भाग के संचालन और रखरखाव पर किए गए व्यय से है, जिसमें मानव संसाधन, मरम्मत और रखरखाव, रखरखाव कल-पुर्ज, पूंजीगत प्रकृति के अन्य कल-पुर्ज जिनकी लागत ₹10 लाख तक हो, ₹50 लाख से कम लागत वाली किसी एकल परिसंपत्ति पर अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, उपभोग्य सामग्री, बीमा, ओवरहेड्स और विद्युत उत्पादन के अलावा प्रयुक्त ईंधन पर किया गया व्यय शामिल है;

(46) 'मौलिक परियोजना व्यय' का तात्पर्य उत्पादन कम्पनी द्वारा पूंजीगत व्यय से है, जो परियोजना के मौलिक कार्यक्षेत्र में विनिर्दिष्ट तिथि तक किया गया हो और जिसे आयोग ने स्वीकार किया हो;

(47) 'प्लांट/स्टेशन/उद्भार गुणक' या पी0एल0एफ किसी दिये समय में कुल निसृत ऊर्जा से है, जो इसी समय में तदनु रूप सारिणीबद्ध उत्पादन के अनुरूप हो और जिसे निसृत गयी ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया है और जो उस अवधि में अनुबंधित क्षमता(CC) के अनुरूप हो तथा जिसे निम्न फार्मूले के अनुसार आगणित किया जायेगा:

N

$$\text{पीएलफ (\%)} = 10000 \times \sum \text{SSGi} / [\text{NxCCx} (100 - \text{AUXn} - \text{AUXen})]\%$$

i=1

जहाँ

सी सी = विद्युत गृह की अनुबंधित क्षमता

एस जी = शिड्यूल उत्पादन मे0वा0 में अवधि के विशिष्ट ब्लाक के लिए

एन= अवधि में टाइम ब्लाकों की संख्या, और

AUXn= मानकीय अनुषंगी ऊर्जा उपभोग – सकल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में

AUXen= सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत जो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सकल ऊर्जा उत्पादन का प्रतिशत है, जहाँ भी लागू हो।

(48) 'विद्युत क्रय अनुबंध' या 'पीपीए' का तात्पर्य प्राप्तिकर्ता (ओं) और विक्रेता के मध्य में होने वाले अनुबंध से है जिसके अन्तर्गत विक्रेता उसमें विनिर्दिष्ट निबंधन और शर्तों के अनुसार प्राप्तिकर्ता (ओं) को विद्युत की आपूर्ति करेगा।

(49) 'परियोजना' का तात्पर्य

(क) तापीय उत्पादन स्टेशन के मामले में, इसमें तापीय उत्पादन स्टेशन के सभी घटक शामिल होते हैं, लेकिन इसमें खनन (यदि यह एक खदान मुख्यालय परियोजना है) और समर्पित निजी कोयला खदान शामिल नहीं होते, हालांकि, आवश्यकता अनुसार इसमें बायोमास पेलेट प्रबंधन प्रणाली और अपशिष्ट जल शोधन संयंत्र शामिल होते हैं;

(ख) जलीय उत्पादन गृह के संबंध में जलीय उत्पादन गृह के सभी घटक सहित, और इसमें बांध, जल शोषी कंडक्टर प्रणाली, विद्युत उत्पादन गृह, जैसा विद्युत उत्पादन के लिए संविभाजित हो।

(50) 'विवेकपूर्ण जांच' का तात्पर्य किये गये पूंजीगत व्यय, वित्तीय योजना, दक्षतापूर्ण प्रौद्योगिकी का प्रयोग, लागत एवं कार्य की अवधि तथा अन्य कारक, जो प्रशुल्क निर्धारण के लिए आयोग द्वारा उचित विचारित हो सकते हैं, से है। विवेकपूर्ण जांच सम्पादन के दौरान आयोग देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी, परियोजना के निष्पादन के लिए अपने निर्णय एवं फैसले में अथवा परियोजना के निष्पादन में सावधान एवं सतर्क है;

(51) पम्प स्टोरेज जलविद्युत उत्पादन स्टेशन का अर्थ ऐसा जलविद्युत उत्पादन स्टेशन है जो निम्न ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च ऊंचाई वाले जलाशय में पानी पंप करके संग्रहीत जल ऊर्जा के रूप में ऊर्जा का उपयोग करके बिजली उत्पन्न करता है;

(52) 'प्रवाह रहित सरोवर विद्युत-गृह' का तात्पर्य जलीय विद्युत उत्पादन गृह से है जिसमें कोई उर्ध्व प्रवाह जल संग्रहण न हो;

(53) 'जल संग्रहण युक्त प्रवाह रहित विद्युत-गृह' का तात्पर्य जलीय विद्युत उत्पादन-गृह से है जिसमें विद्युत मांग के द्वितरफा विकल्प को पूरा करने के लिए पर्याप्त जल संग्रहण हो;

(54) 'अनुसूचीबद्ध वाणिज्यिक परिचालन दिनांक या 'एस0सी0ओ0डी0' का तात्पर्य किसी विद्युत गृह के या उत्पादन इकाई के वाणिज्यिक उत्पादन के दिनांक से है, जैसा कि निवेश अनुमोदन में इंगित हो या विद्युत क्रय अनुबंध में जिस पर सहमति हो, जो भी पहले हो;

(55) 'सूचीबद्ध उत्पादन' या 'एस0जी0' का तात्पर्य किसी भी समय या समय के किसी समूह के लिए स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा निर्धारित सूचीबद्ध उत्पादन से है जो संवाहक तारों पर मेगावाट में हो;

(56) 'प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि' का तात्पर्य परियोजना के कार्यान्वयन के आरम्भ करने हेतु निवेश अनुमोदन में दर्शाये गयी तिथि से है और जहाँ कोई तिथि इंगित नहीं है, निवेश अनुमोदन की तिथि ही प्रारंभ तिथि या तिथि मानी जायेगी;

(57) 'तापीय विद्युत गृह' से आशय विद्युत गृह या उसकी इकाई जो जीवाश्म ईंधन, जैसे कि कोयला, गैस या तरल ईंधन, बायो-पेलेट्स या इन पदार्थों के सम्मिश्रण को ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में प्रयोग करके विद्युत का उत्पादन करता हो;

(58) 'परीक्षण चालन' या 'परीक्षण परिचालन' किसी विद्युत गृह के सन्दर्भ में इसका आशय वही होगा जो ग्रिड संहिता में विनिर्दिष्ट है;

(59) 'माल को उतारने के स्थान' का तात्पर्य ऐसे स्थान से है जहाँ कोयला या भूरे कोयले पर आधारित तापीय विद्युत गृह का परिसर हो और जहाँ कोयला या भूले कोयले का रेक या ट्रक या परिवहन के किसी अन्य माध्यम से उतारा जाता हो;

(60) 'उपयोगी अवधि' कोयला/लिग्नाइट आधारित विद्युत गृहों की इकाई के लिए सीओडी से 25 वर्ष होगी और जलीय उत्पादन गृह की इकाई के लिए सीओडी से 40 वर्ष होगी:

परंतु यह कि कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों और जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में, संचालन अवधि क्रमशः 35 वर्ष और 50 वर्ष तक हो सकती है:

(61) 'वर्ष' का तात्पर्य वित्तीय वर्ष से है, जो उस वर्ष की 1 अप्रैल से आरम्भ होकर अगले वर्ष की 31वीं मार्च तक होगी।

3-परिचालन मानक अधिकतम सीमा मानक होंगे:

इस विनियमावली के अंतर्गत विनिर्दिष्ट परिचालन मानक अधिकतम सीमा मानक है, और इसमें, जैसी स्थिति हो, उत्पादन कंपनी और वितरण लाइसेंस धारी या किसी अन्य व्यक्ति को परिचालन के उन्नत मानकों को स्वीकार करना प्रतिबंधित नहीं है अगर उन्नत मानकों को स्वीकार किया जाता है तो ऐसे मानक प्रशुल्क के निर्धारण के लिए लागू किये जाएंगे।

4-प्रशुल्क की उच्चतम सीमा से विचलन:

उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत बिक्री के लिए प्रशुल्क का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों में निर्दिष्ट मानकों से विचलन के आधार पर भी किया जा सकता है, बशर्ते कि :-

(क) मानकों में विचलन के आधार पर गणना की गई परियोजना की उपयोगी अवधि के लिए विद्युत के एक समान प्रशुल्क प्रति यूनिट, प्रशुल्क से अधिक नहीं हो सकते जिसकी गणना इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर होगी और उत्पादनकर्ता के प्रस्तुतीकरण द्वारा विधिवत पुष्टि की गई है, जिसमें शामिल है, प्रशुल्क याचिका जमा करने के समय अनुमानों के साथ पूर्ण कार्यशैली का प्रस्तुतीकरण;

(ख) ऐसा कोई विचलन तभी प्रभावी होगा जब आयोग उसे अनुमोदित करेगा।

स्पष्टीकरण: उपखण्ड (क) में निर्दिष्ट एक समान प्रशुल्क की गणना के प्रयोजन के लिए छूट घटक को समय समय पर (CERC) सी.ई.आर.सी द्वारा अधिसूचित किया जायेगा।

5-मूल व्यवसाय:

इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए, मूल व्यवसाय का तात्पर्य केवल विद्युत के उत्पादन से है, जिसमें कंपनी का कोई अन्य व्यवसाय या गतिविधि सम्मिलित नहीं है।

6-आय पर कर:

(1) आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 25(3)(1) के तहत अनुमत लाभांश पर प्रतिफल की दर को संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर (इसके बाद इसे 't' कहा जाएगा) के साथ सकलित किया जाएगा। प्रभावी कर दर की गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में की जाएगी, जो संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए लागू प्रासंगिक वित्त अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप संबंधित उत्पादन कंपनी के अनुमानित लाभ और देय कर के आधार पर होगी, जिसमें मुख्य व्यवसाय से इतर आय और उस पर देय कर को छोड़ दिया जाएगा:

परंतु यह कि यदि कोई उत्पादन कंपनी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115JB के तहत न्यूनतम वैकल्पिक कर (MAT) का भुगतान कर रही है, तो प्रभावी कर दर में अधिभार और उपकर सहित MAT दर होगी;

परंतु यह और कि लाभार्थियों को आवंटित आय-कर तापीय उत्पादन-गृह के संबंध में वार्षिक नियत प्रभारों के अनुपात में और जलीय उत्पादन-गृह के मामले में वार्षिक क्षमता प्रभारों के अनुपात में वसूल किया जायेगा:

परंतु यह और कि यदि किसी उत्पादन कंपनी ने आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115BAA का विकल्प चुना है, तो प्रभावी कर दर धारा 115BAA के तहत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर होगी।

(2) लाभांश पर प्रतिफल की दर को तीन दशमलव स्थान तक पूर्णांकित किया जाएगा और इसकी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

$$\text{पूर्व-कर लाभांश पर प्रतिफल की दर} = \text{आधार दर} / (1-t)$$

(3) उत्पादन कंपनी को प्रत्येक वित्तीय वर्ष में प्रभावी कर दर को टू-अप करना होगा, जो वास्तविक सकल आय के आधार पर भुगतान किए गए वास्तविक कर और किसी भी अतिरिक्त कर मांग (सहित ब्याज) को समायोजित करते हुए, आयकर प्राधिकरण से प्राप्त कर वापसी (सहित ब्याज) के साथ 2024-29 की प्रशुल्क अवधि के संबंध में किया जाएगा;

परंतु यह कि, कर राशि के जमा में देरी या कम जमा होने के कारण उत्पन्न किसी भी दंड को उत्पादन कंपनी के लिए भुगतान किए गए वास्तविक कर की गणना करते समय नहीं माना जाएगा:

परंतु यह भी कि यदि कोई उत्पादन कंपनी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115JB के तहत न्यूनतम वैकल्पिक कर (MAT) का भुगतान कर रही है, तो उत्पादन कंपनी को प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में अधिभार और उपकर सहित लागू MAT दर के साथ लाभान्श पर सकल प्रतिफल दर को द्रु-अप करना होगा:

परंतु यह और कि यदि कोई उत्पादन कंपनी धारा 115BAA के तहत कर का भुगतान कर रही है, तो उत्पादन कंपनी को और प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में धारा 115BAA के तहत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर के साथ लाभान्श पर सकल प्रतिफल दर को द्रु-अप करना होगा:

परंतु यह भी कि लाभान्श पर सकल प्रतिफल दर के द्रु-अप करने के बाद किसी भी कम या अधिक वसूली को, आवश्यकता अनुसार, वर्ष दर वर्ष लाभार्थियों से वसूला जायेगा या उन्हें लौटाया जाएगा।

7-कर एस्क्रो खाता:

लाइसेंसधारी या किसी व्यक्ति जिसने उत्पादन-गृह से क्षमता का क्रय किया है, जिसे आगे लाभार्थी कहा गया है, द्वारा अनुरक्षित किये जाने वाला कर एस्करो लेखा किसी अनुसूचित बैंक में खोला जाएगा। ऐसा लाइसेंसधारी इस खाते में दो मास के आयकर दायित्व के समतुल्य निक्षेप बनाए रखेगा। जैसा उसे वर्ष के प्रारंभ के पूर्व उत्पादन कंपनी द्वारा सूचित किया जाए।

उत्पादन कंपनी, कंपनी सांविधिक लेखा परीक्षक से प्रमाण-पत्र के आधार पर एस्करो खाते से कर दायित्व का निपटारा करने के लिए उतनी धनराशि का आहरण करने के लिए प्राधिकृत होगी, जितनी धनराशि का भुगतान कर प्राधिकारियों को किया जाना है। ऐसी उत्पादन कंपनी कर प्राधिकारी से प्राप्त कर वापसी को ऐसे कर एस्करो खाते में जमा करेगा।

8-विदेशी विनिमय दर में परिवर्तन के लिए प्रतिरक्षा (एफईआरवी):

उत्पादन कंपनी विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज के संबंध में और उत्पादन गृह के लिए प्राप्त की गई विदेशी मुद्रा ऋण की वापसी के लिए विदेशी विनिमय की प्रतिरक्षा का सहारा ले सकती है;

9-आयकर और प्रतिरक्षा लागत की वसूली (एफईआरवी):

उत्पादन कंपनी आयकर और एफईआरवी के संबंध में प्रतिरक्षा लागत को लाभार्थियों से आयोग के समक्ष बिना किसी आवेदन के वसूल सकती है:

परंतु आयकर या एफईआरवी के संबंध में प्रतिरक्षा लागत के संबंध में दावा की गई किसी धनराशि पर किसी आपत्ति की स्थिति में, उत्पादन कंपनी आयोग के समक्ष उसके निर्णय के लिए समुचित आवेदन दे सकती है।

10-कठिनाई निवारण की शक्ति:

यदि इस विनियमावली को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो, तो आयोग स्वेच्छा से या अन्यथा कोई आदेश दे सकता है लेकिन आदेश देने के पूर्व ऐसे आदेश से प्रभावित होने वाले पक्षों को आयोग युक्तियुक्त संगत अवसर देगा और ऐसी व्यवस्था करेगा जो इस विनियमावली से असंगत न हो और कठिनाई निवारण के लिए आवश्यक प्रतीत हो।

11-शिथिलीकरण की शक्ति:

आयोग, लिखित में अभिलिखित किये जाने वाले कारणों से इस विनियमावली के किन्हीं उपबंधों से भिन्न कदम भी स्वयं उठा सकता है या हितबद्ध व्यक्ति द्वारा आयोग के समक्ष आवेदन दिये जाने पर आदेश दे सकता है।

अध्याय-2

वाणिज्यिक परिचालन

12-वाणिज्यिक परिचालन का दिनांक:

(1) निम्नलिखित मामलों में वाणिज्यिक परिचालन की तिथि:

(क) उत्पादन इकाई या तापीय उत्पादन-गृह के समूह का तात्पर्य अधिकतम अनवरत दर-निर्धारण (एमसीआर) या स्थापित क्षमता के प्रदर्शन के पश्चात् उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तिथि से होगा;

संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) से अनापत्ति प्राप्ति के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षण के माध्यम से, उत्पादन-गृह की आखिरी इकाई के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि, जैसी स्थिति हो,

(ख) जलीय उत्पादन-गृह की उत्पादन इकाई जिसमें पंप के जल संग्रह से जलीय उत्पादन-गृह सम्मिलित है, का तात्पर्य उत्पादन-गृह की स्थापित क्षमता के तत्समान उच्चतम समर्थता के प्रदर्शन के पश्चात् उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तिथि से होगा और किसी संपूर्ण उत्पादन गृह के मामले में; संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) से अनापत्ति प्राप्ति के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षण के माध्यम से, उत्पादन-गृह की आखिरी इकाई के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि, जैसी स्थिति हो:

परंतु यह कि;

(एक) जहाँ लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों को उत्पादन-गृह से विद्युत की खरीदारी के लिए जोड़ा गया है, लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों और संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) को उत्पादन कंपनी द्वारा एक माह की सूचना के पश्चात् परीक्षण प्रारंभ होगा और परीक्षण के पूर्ण होने के पश्चात् अनुसूची 00:00 घण्टे से शुरू होगी जैसी स्थिति हो;

(दो) जहाँ लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों को उत्पादन-गृह से विद्युत की खरीदारी के लिए जोड़ा नहीं गया है, संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) को उत्पादन कंपनी द्वारा सात दिन की सूचना के पश्चात् परीक्षण प्रारंभ होगा और परीक्षण के पूर्ण होने के पश्चात् अनुसूची 00:00 घण्टे से शुरू होगी जैसी स्थिति हो;

(तीन) उत्पादन कंपनी प्रमाणित करेगी कि:

(क) उत्पादन स्टेशन प्रासंगिक आवश्यकताओं और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत स्टेशनों और विद्युत लाइनों के निर्माण के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2010, यथासमय संशोधित, तथा ग्रिड कोड के प्रावधानों को पूरा करता है;

(ख) तापीय उत्पादन गृह के मामलों में, मुख्य संयंत्र उपकरण और सहायिकी प्रणाली, जिसमें संयंत्र का संतुलन जैसे कि ईंधन तेल प्रणाली, कोयला रख-रखाव प्रणाली, डी एम संयंत्र, पूर्व-शोधन शमन प्रणाली, राख निस्तारण प्रणाली सम्मिलित हैं और कोई अन्य स्थल विशिष्ट प्रणाली को स्थापित किया गया है; और अनवरत आधार पर उत्पादन गृह की इकाई के पूर्ण भार परिचालन में समर्थ है और जलीय उत्पादन गृह के मामलों में, मुख्य संयंत्र उपकरण और सहायिकी प्रणाली जिसमें जल निःसरण प्रणाली, प्राथमिक और द्वितीयक शीतन प्रणाली, एल पी और एच पी वायु संपीड़क, अग्नि शमन प्रणाली आदि स्थापित कर दिए गए हैं और अनवरत आधार पर इकाई के पूर्ण भार परिचालन में समर्थ हैं।

(ग) स्थायी विद्युत आपूर्ति प्रणाली, जिसमें आपातकालीन आपूर्ति और सभी आवश्यक साधन विनियोग, नियंत्रण और रक्षा प्रणाली और स्वचालित लूप सम्मिलित हैं, इकाई के पूर्ण भार परिचालन के लिए स्थापित कर दिया गया है।

(चार) ऊपर खंड (तीन) के अधीन यथा अपेक्षित प्रमाणपत्रों पर उत्पादन कंपनी के सी.एम.डी./सी.ई.ओ./एम.डी द्वारा हस्ताक्षर किये जायेंगे और बाद में निदेशक मंडल द्वारा उसका अनुमोदन किया जाएगा और प्रमाण-पत्र की एक प्रति संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव और आर.एल.डी.सी./एस.एल.डी.सी. को प्रस्तुत की जायेगी तत्पश्चात् उसके सी.ओ.डी. की घोषणा की जायेगी।

(पाँच) पूर्व परीक्षण इस विनियमावली के विनियम 12(2) के अनुसार किया जायेगा।

(छ:) जलीय उत्पादन-गृह जहाँ उत्पादन स्टेशन तालाब में जल भराव या जल संग्रह के मामले यह प्रदर्शित न कर सके कि यह इकाई स्थापित क्षमता के बराबर उच्चतम क्षमता रखती है और इसका कारण अपर्याप्त जल संग्रह या तालाब के जल स्तर को समझा जाए, तो उत्पादन-गृह की अन्तिम इकाई के वाणिज्यिक परिचालन का दिन को संपूर्ण उत्पादन गृह के वाणिज्यिक परिचालन का दिन समझा जाएगा और ऐसे जलीय उत्पादन-गृह के लिये यह आवश्यक होगा कि वह, जैसे ही और जब ऐसे जल संग्रह/तालाब का स्तर पूर्ण हो, जैसा भी मामला हो, उत्पादन-गृह या उसकी इकाई की स्थापित क्षमता के समान उच्चतम क्षमता प्रदर्शित करें। पीकिंग क्षमता प्रदर्शित करने में विफलता की स्थिति में, इकाई क्षमता को सीओडी से प्रदर्शित क्षमता तक घटा दिया जाएगा।

(सात) यदि सरोवर पर स्थित जलीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई को कम जल प्रवाह अवधि के दौरान वाणिज्यिक परिचालन के अंतर्गत घोषित किया जाए तो जब भी उच्चतम क्षमता के प्रदर्शन के लिए जल का प्रवाह अपर्याप्त हो तो ऐसे जलीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई के लिये यह आवश्यक होगा कि वह जब कभी भी पर्याप्त जल का प्रवाह उपलब्ध हो स्थापित क्षमता के बराबर उच्चतम क्षमता का प्रदर्शन करे, उच्चतम क्षमता का

प्रदर्शन करने में विफल रहने की दशा में इकाई की क्षमता को उसकी प्रदर्शित क्षमता तक घटा दिया जाएगा और इसे सीओडी के दिन से समझा जाएगा।

(2) पूर्व परीक्षण कार्य या पूर्व परीक्षण परिचालन:

तापीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई के संबंध में पूर्व परीक्षण कार्य या पूर्व परीक्षण परिचालन का तात्पर्य उत्पादन-गृह या उसकी इकाई के भली-भांति कार्य करने से होगा और यह कार्य 72 घण्टे की अनवरत अवधि के लिए अधिकतम अनवरत दर निर्धारण या स्थापित क्षमता पर निर्धारित ईंधन पर होगा और जलीय केंद्रीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई की दशा में 12 घंटे की अनवरत अवधि के लिए होगा।

परंतु तापीय और जलीय उत्पादन-गृहों की इकाइयां उस क्षमता का भी प्रदर्शन करेंगी जिससे इनकी अधिकतम अनवरत दर निर्धारण या स्थापित क्षमता को 105 प्रतिशत या 110 प्रतिशत तक भार में वृद्धि की जा सकेगी।

अध्याय-3

प्रशुल्क का निर्धारण

13-प्रशुल्क निर्धारण:

(1) इस विनियमावली के अधीन उत्पादन-गृह के सम्बंध में प्रशुल्क निर्धारण यथास्थिति प्रक्रम के अनुसार, इकाई के अनुसार या सम्पूर्ण उत्पादन-गृह के लिये किया जाएगा। तथापि परियोजनाओं के पूर्ण हो जाने पर प्रशुल्क का निर्धारण सम्पूर्ण गृह के लिए किया जाएगा।

(2) प्रशुल्क के प्रयोजन के लिये, परियोजना की पूंजीगत लागत को अलग-अलग भागों में और स्पष्ट इकाइयों में बांट दिया जाएगा (यदि इकाइयों के कुछ भाग कार्यशील हैं) जो उत्पादन-गृह का अंश है। जहाँ पूंजीगत लागत का प्रक्रम के अनुसार, इकाई के अनुसार बंटवारा उपलब्ध नहीं और कार्याधीन परियोजनाओं की दशा में, सामान्य सुविधाओं को इकाइयों की स्थापित क्षमता के आधार पर समविभाजित किया जाएगा। सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत घटकों के साथ बहुउद्देशीय जलीय विद्युत घटकों पर प्रभाय पूंजीगत लागत को केवल प्रशुल्क के निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा।

(3) वर्तमान उत्पादन स्टेशन के विस्तार के मामले में, विस्तारित क्षमता के लिए प्रशुल्क निर्धारण इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

(4) बहु-उद्देशीय जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों के संदर्भ में, जिनमें सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत घटक शामिल हैं, प्रशुल्क निर्धारण के लिए केवल उत्पादन स्टेशन के विद्युत घटक पर आरोपित पूंजी लागत को ही विचार में लिया जाएगा।

(5) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए स्थापित परिसंपत्तियां वर्तमान उत्पादन परियोजना का हिस्सा होंगी, और उनका प्रशुल्क इन विनियमों के विनियम 14 की धारा (5) के तहत दायर याचिका के अनुसार अलग से निर्धारित किया जाएगा।

14-प्रशुल्क निर्धारण के लिए आवेदन:

(क) नई परियोजनाओं के लिए-

(1) विद्युत गृहों की पूर्ण हो गयी इकाइयों के सम्बंध में प्रशुल्क निर्धारण हेतु उत्पादन कम्पनी ऐसे प्रपत्रों में और ऐसे ढंग से आवेदन करेगी, जैसी कि इस विनियमावली तथा जैसा समय-समय पर संशोधित उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (व्यापार का संचालन) विनियमावली, 2019 में व्यवस्थित है या उसके बाद अन्य कोई संवैधानिक पुनरधिनियमन।

परंतु यह कि प्रशुल्क के अवधारणार्थ आवेदन उस अवधि को आच्छादित करते हुए प्रस्तुत किया जाएगा जिस अवधि के लिए प्रशुल्क की नियम एवं शर्तें प्रचालित होंगी।

(2) किसी उत्पादन स्टेशन के मामले में, जिसे इन विनियमों के लागू होने की तिथि या उसके बाद वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित किया गया हो, प्रशुल्क निर्धारण के लिए आवेदन इन विनियमों के परिशिष्ट-II के अनुसार, वाणिज्यिक संचालन की संभावित तिथि से 180 दिन पहले प्रस्तुत किया जाएगा। यह आवेदन वास्तविक रूप से किए गए पूंजीगत व्यय के आधार पर, आवेदन की तिथि तक या उससे पूर्व की किसी तिथि तक, जो वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत लेखा-परीक्षित और प्रमाणित हो, अंतरिम प्रशुल्क निर्धारण के लिए प्रस्तुत

किया जाएगा, और अंतरिम प्रशुल्क संबंधित उत्पादन स्टेशन की इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से लागू किया जाएगा:

परंतु या, जहां किसी नई परियोजना के लिए अंतरिम प्रशुल्क निर्धारण हेतु आवेदन इन विनियमों के धारा 14(2) के अनुसार आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया गया हो, वहां आयोग आवेदन में दावा की गई परियोजना की वार्षिक स्थिर लागत का 90% तक का अंतरिम प्रशुल्क प्रदान करने पर विचार कर सकता है, जिसे इन विनियमों की धारा 14(2) के उपवाक्य के अनुसार अंतिम प्रशुल्क आदेश जारी होने के बाद समायोजित किया जाएगा।

(3) उत्पादन कंपनी को परियोजना की COD के वर्ष के लेखा-परीक्षित खातों की तिथि से 90 दिनों के भीतर या आयोग द्वारा उसकी परियोजना की पूंजी लागत के निर्धारण की तिथि से 180 दिनों के भीतर, जो भी बाद में हो, इन विनियमों के परिशिष्ट-II के अनुसार अंतिम प्रशुल्क के लिए एक नया आवेदन निर्धारित प्रारूप में प्रस्तुत करना होगा। यदि कंपनी ऐसा करने में विफल होती है तो लाभांश पर प्रतिफल की दर को 0.25% प्रति माह या उसके भाग की दर से घटा दिया जाएगा। जब तक आयोग द्वारा छूट न दी जाए या उसे कम न कर दिया जाए, यदि परिस्थितियां ऐसी देरी की मांग करती हैं, तो ऐसा विलम्ब आवेदक के नियंत्रण से परे कारणों पर आधारित होगा और पर्याप्त सामग्री/दस्तावेजों के साथ उचित होगा, जो इक्विटी पर न्यूनतम 10% रिटर्न के अधीन होगा:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी को कोयला आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन में स्थापित उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए पूरक प्रशुल्क निर्धारण हेतु आवेदन, ऐसे उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन शुरू होने की तिथि से 90 दिनों के भीतर, इन विनियमों के अनुसार प्रस्तुत करना होगा:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी द्वारा अंतरिम प्रशुल्क के कारण किसी भी प्रकार की अधिक या कम वसूली को आयोग द्वारा निर्धारित अंतिम प्रशुल्क के आधार पर पिछली अवधि के लिए समायोजित किया जाएगा। उत्पादन कंपनी, ऐसे अंतिम प्रशुल्क के आधार पर, अधिक वसूली की गई या कम वसूली की गई राशि की गणना करेगी और उस राशि को लाभार्थी(यों) से वसूल करेगी या उन्हें लौटाएगी। यह समायोजन अंतिम प्रशुल्क के निर्धारण की तिथि से छह महीने के भीतर, संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को लागू बैंक दर के बराबर साधारण ब्याज के साथ किया जाएगा:

परंतु यह भी प्रावधान है कि इस विनियमन के खंड (3) के दूसरे परंतुक के अनुसार निर्धारित ब्याज आदेश जारी होने की तारीख तक देय होगा और छह-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान कोई ब्याज नहीं दिया जाएगा या लगाया नहीं जाएगा।

(4) जहां किसी नई परियोजना के लिए अंतरिम प्रशुल्क निर्धारण हेतु आवेदन इन विनियमों के धारा 14(2) के अनुसार आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया गया हो, वहां आयोग आवेदन में दावा की गई परियोजना की वार्षिक स्थिर लागत का 90% तक का अंतरिम प्रशुल्क प्रदान करने पर विचार कर सकता है, जिसे इन विनियमों की धारा 14(2) के उपवाक्य के अनुसार अंतिम प्रशुल्क आदेश जारी होने के बाद समायोजित किया जाएगा।

(ख) विद्यमान परियोजनाओं के लिए--

(5) किसी विद्यमान उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के मामले में, अगली प्रशुल्क नियंत्रण अवधि के लिए आवेदन इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से 3 महीने के भीतर उत्पादन कंपनी द्वारा प्रस्तुत किया जाएगा। यह आवेदन 31.03.2024 तक की स्वीकृत पूंजी लागत के आधार पर किया जाएगा, जिसमें 31.03.2024 तक किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय और 2024-29 की प्रशुल्क अवधि के संबंधित वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय शामिल होगा। 31.03.2024 तक की स्वीकृत पूंजी लागत, सत्यापन (truing up) के आधार पर, 01.04.2024 को आरंभिक पूंजी लागत के रूप में मानी जाएगी और 2024-29 की अवधि के लिए प्रशुल्क निर्धारण का आधार बनेगी।

(6) यदि संशोधित उत्सर्जन मानकों का अनुपालन करने के लिए विद्यमान उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित की गई हो, तो ऐसे उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की प्रारंभ तिथि से 90 दिनों के भीतर, वास्तविक पूंजीगत व्यय, जो लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित हो, के आधार पर पूरक प्रशुल्क (क्षमता शुल्क या ऊर्जा शुल्क या दोनों) के निर्धारण के लिए आवेदन इन विनियमों के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा।

(7) इस विनियमन के खंड (3), (4) और (6) में निर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार हार्ड और सॉफ्ट कॉपी में पूर्ण आवेदन दाखिल करने में उत्पादन कंपनियों द्वारा देरी के मामले में, नीचे दिए अनुसार अनुमति दी जाएगी:

	क्रम संख्या	विशिष्ट मामला	वहन लागत की अनुमति दिनांक से दी जायेगी	लागू दर
नई परियोजनाएं	1	अंतिम प्रशुल्क भरना	नियत तिथि से पहले आवेदन दाखिल किया गया	COD से बैंक दर
			नियत तिथि के बाद आवेदन दाखिल किया गया	आवेदन भरने की तिथि से बैंक दर
नई परियोजनाएं और मौजूदा परियोजनाएं	2	संशोधित उत्सर्जन मानक	नियत तिथि से पहले आवेदन दाखिल किया गया	SBI MCLR+100 आधार अंक COD से
			नियत तिथि के बाद आवेदन दाखिल किया गया	SBI MCLR+100 आवेदन भरने की तिथि से आधार अंक

परंतु यह कि इस विनियम की धारा (1) से (6) में निर्दिष्ट कोई भी परिणाम, जो समयसीमा का पालन न करने से संबंधित है, किसी भी अन्य जुर्माने पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना होगा, जिसके लिए उत्पादनकर्ता विद्युत अधिनियम, 2003 और आयोग के किसी भी अन्य विनियमन के तहत उत्तरदायी हो सकता है, जिसमें समय-समय पर संशोधित UPERC (शुल्क और जुर्माना) विनियमन, 2010 भी शामिल है, परंतु उस तक सीमित नहीं है।

15-विशेष परिस्थितियों में सैद्धांतिक स्वीकृति:

यदि कोई उत्पादन कंपनी, कानून में बदलाव या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण या विनियम 21(4) में निर्दिष्ट कार्य की मूल परिधि से परे किसी अतिरिक्त पूंजीकरण को लागू कर रही हो, तो वह ऐसी योजना(योजनाओं) पर होने वाले व्यय के लिए लाभार्थियों को पूर्व सूचना देकर, सैद्धांतिक स्वीकृति हेतु याचिका दायर कर सकती है। यह याचिका अंतर्निहित धारणाओं, अनुमानों और ऐसे व्यय के औचित्य सहित प्रस्तुत की जाएगी, यदि कुल अनुमानित व्यय परियोजना की स्वीकृत पूंजी लागत का 20% या ₹300 करोड़, जो भी कम हो, से अधिक हो।

16-2024-29 की अवधि के लिए प्रशुल्क का सत्यापन:

(1) 2024-29 की अवधि के लिए सत्यापन (Truing Up) याचिका, UPERC (उत्पादन प्रशुल्क की शर्तें और परिस्थितियाँ) विनियम, 2024 के अनुसार, 2029-34 की अवधि के लिए प्रशुल्क याचिका के साथ दायर की जाएगी। सत्यापन के आधार पर 31.03.2029 तक स्वीकृत पूंजी लागत, 01.04.2029 को आरंभिक पूंजी लागत का आधार बनेगी और 2029-34 की अवधि के लिए प्रशुल्क निर्धारण के लिए प्रयुक्त होगी।

(2) आयोग 2024-29 की अवधि के लिए सत्यापन (Truing Up) प्रक्रिया को, अगले प्रशुल्क कार्यकाल की प्रशुल्क याचिका के साथ, निम्नलिखित बिंदुओं के लिए करेगा:-

(क) 31.03.2029 तक किए गए पूंजीगत व्यय सहित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जिसे विवेकपूर्ण जांच के पश्चात आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो;

(ख) 31.03.2029 तक अप्रत्याशित घटनाओं और कानून में बदलाव (Change in Law) के कारण किए गए पूंजीगत व्यय सहित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जिसे आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो;

(ग) 31.03.2029 तक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जिसे आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो;

परंतु यह कि यदि सत्यापन (Truing Up) आवेदन के साथ आवश्यक दस्तावेज निर्दिष्ट समय सीमा, यानी 30.11.2029 तक प्रस्तुत नहीं किए जाते हैं, तो सत्यापन अवधि के दौरान, विलम्ब की अवधि के लिये कम वसूली गई राशि पर उत्पादन कंपनी को कोई वहन लागत/ब्याज की अनुमति नहीं दी जाएगी। हालांकि, सत्यापन अवधि के दौरान अधिक वसूली गई राशि के मामले में और सत्यापन आवेदन के साथ आवश्यक दस्तावेजों की विलम्ब से प्रस्तुति की स्थिति में, अधिशेष राशि को वहन लागत/ब्याज सहित विनियम 16(e) के अनुसार अधिशेष राशि के साथ वसूल किया जाएगा;

परंतु यह भी कि उपरोक्त परंतुक विद्युत अधिनियम, 2003 और आयोग के अन्य किसी भी विनियम, जिसमें, परंतु केवल इन्हीं तक सीमित नहीं, UPERC (शुल्क और जुर्माना) विनियम, 2010, जो समय-समय पर संशोधित किए गए हों, के तहत लगने वाले किसी अन्य दंड या जुर्माने से अप्रभावित रहेंगे।

(घ) उत्पादन कंपनी संपरीक्षकों द्वारा सम्यक संपरीक्षित और प्रमाणित उपगत पूंजीगत व्यय और अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के विवरणों को सत्यापन कार्य के प्रयोजन के लिए प्रस्तुत करेगी:

परंतुक आयोग एक पृथक स्वतंत्र संपरीक्षक को नियुक्त कर सकता है जो आयोग के पर्यवेक्षण में किसी भी समय उत्पादन गृह की तकनीकी और वित्तीय संपरीक्षा करेगा।

(ङ) जहां सत्यापन कार्य के पश्चात, वसूल किये गए प्रशुल्क इस विनियमावली के अधीन आयोग द्वारा अनुमोदित प्रशुल्क से अधिक हों, तो उत्पादन कंपनी सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर की समान दर पर साधारण ब्याज के साथ इस प्रकार वसूल की गई अधिक धनराशि को लाभार्थियों को वापस करेगी।

(च) जहां सत्यापन कार्य के पश्चात आयोग द्वारा इस विनियमावली के अधीन अनुमोदित प्रशुल्क की तुलना में वसूल किए गए प्रशुल्क कम हैं, तो उत्पादन कंपनी सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर के समान दर पर साधारण ब्याज के साथ कम वसूल की गई धनराशि को लाभार्थियों से वसूल करेगी।

(छ) कम वसूल की गई या अधिक वसूल की गई धनराशि सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर के बराबर दर पर साधारण ब्याज के साथ उत्पादन कंपनी द्वारा वसूली या वापस की जाएगी। यह कार्य 6 समान मासिक किस्तों में, आयोग द्वारा सत्यापन कार्य करने के पश्चात जारी प्रशुल्क आदेश की तिथि से तीन मास के भीतर होगा:

परंतुक यह भी प्रावधान है कि इस विनियमन के खंड (3) के दूसरे परंतुक के अनुसार निर्धारित ब्याज आदेश जारी होने की तारीख तक देय होगा और छह-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान कोई ब्याज नहीं दिया जाएगा या लगाया नहीं जाएगा।

अध्याय-4

पूंजीगत लागत और ढांचा

17-पूंजीगत लागत-

(1) आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन, परियोजना की पूर्णता पर किये गये वास्तविक व्यय नयी तथा विद्यमान परियोजना के लिए अंतिम रूप से प्रशुल्क के निर्धारण का आधार बनेंगे।

(2) नयी परियोजना, विस्तार परियोजना सहित के लिए अंतिम प्रशुल्क निर्धारण स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित होगा, जिसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे-

(क) परियोजना का वाणिज्यिक परिचालन के दिन तक किये गये वास्तविक व्यय;

(ख) निर्माण काल में ऋणों पर ब्याज एवं वित्तीय पोषण प्रभार (i) परिनियोजित निधियों के 70% के बराबर ऋण पर होंगे, 30% से अधिक वास्तविक लाभांश के मामले में अधिक लाभांश को मानक ऋण माना जाएगा, अथवा (ii) वास्तविक लाभांश परिनियोजित निधियों के 30% से कम होने की स्थिति में ऋण की राशि वास्तविक ऋण के बराबर होगी।

(ग) अनुबंध पैकजों की लागत में वृद्धि जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित हों।

(घ) निर्माण अवधि में ब्याज तथा आनुषंगिक व्यय इस विनियमावली के अनुसार आगणित किये गये हों।

(ङ) सीमान्त तिथि तक (आई0डी0सी0, आई0ई0डी0सी0, भूमि लागत तथा निर्माण कार्यों की लागत को छोड़कर) 4% की सीमा मानक (संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के प्रतिशत के रूप में) के अधीन प्रारंभिक कल पुर्जों का पूंजीकरण:

परंतुक कि जहां प्रारंभिक कल पुर्जों के लिए चिन्हित मानक केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा पूंजीगत लागत के संबंध में लागू चिन्हित मानकों के भाग के रूप में प्रकाशित किये गये हों तथा विवेकपूर्ण जांच के लिए आयोग द्वारा अंगीकृत किये गये हों, तो ऐसे मानक उपर्युक्त विनिर्दिष्ट मानकों के अपवर्जन के लिए लागू किये जायेंगे;

परंतु जहां विद्युत गृह के पास पारेषण उपकरण उत्पादन परियोजना के अंश के रूप में हैं ऐसे उपकरण के लिए ऐसे कल पुर्जों की सीमांत लागत समय-समय पर आयोग द्वारा पारेषण प्रणाली के लिए विनिर्दिष्ट सीमांत लागत होगी।

(च) इस विनियमावली के अनुसार अतिरिक्त पूंजीकरण और अपूंजीकरण के कारण व्यय;

(छ) इस विनियमावली के अंतर्गत विनिर्दिष्ट सी०ओ०डी० के पूर्व ईंधन लागत से अधिक अस्थिर विद्युत की बिक्री के कारण राजस्व का समायोजन;

(ज) राख निस्तारण और उपयोग के कारण पूंजीगत व व्यय जिसमें रखरखाव और परिवहन सुविधा सम्मिलित है।

(झ) समर्पित पारेषण लाइन के विकास हेतु किया गया पूंजीगत व्यय;

परंतु यह कि ऐसी समर्पित पारेषण लाइन के संबंध में प्रशुल्क का निर्धारण यू०पी०ई०आर०सी० (पारेषण हेतु बहुवर्षीय प्रशुल्क) विनियम, 2025 जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया हो, के अनुसार किया जाएगा;

(ञ) कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अधोसंरचना और उसके संवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय, जो उत्पादन स्टेशन के प्राप्ति बिंदु तक कोयले के परिवहन के लिए आवश्यक है, परंतु इसमें रेलवे को दिया गया परिवहन व्यय और अन्य सहायक लागत शामिल नहीं होंगे;

(ट) सह-दहन (co-firing) के लिए बायोमास संचालन उपकरण और सुविधाओं पर किया गया पूंजीगत व्यय;

(ठ) संशोधित उत्सर्जन मानकों और अपजल उपचार संयंत्र का अनुपालन सुनिश्चित करने हेतु उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर किया गया पूंजीगत व्यय;

(ड) परियोजना के लिए पर्यावरणीय स्वीकृति प्राप्त करने हेतु किसी भी शर्त को पूरा करने के संबंध में किया गया व्यय;

(ढ) कानून में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण किया गया व्यय;

(ण) ग्रिड कोड के अनुसार उत्पादन स्टेशन के लचीले संचालन को सक्षम बनाने के लिए आवश्यक व्यय;

(त) तापीय विद्युत गृह के संदर्भ में भारत सरकार के निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार (पी.ए.टी.) योजना के अधीन स्थापित तापीय उत्पादन गृह पर व्यय की गई या व्यय किये जाने के लिए दिखाई गई पूंजीगत लागत के प्रत्येक मामले में विचार किया जाएगा बशर्तें और लाभार्थियों में पी ए टी योजना के अधीन प्राप्त लाभों को बांटा गया है:

परंतु समझौता ज्ञापन के माध्यम से चलने वाली परियोजनाओं के लिए जो विद्युत क्रय अनुबंध के अधीन हैं, उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के मध्य सहमत हुई सीमांत पूंजीगत लागत आयोग के अनुमोदन के लिए उसके संज्ञान में लाई जाएगी और अनुमोदित लागत विद्युत क्रय अनुबंध का भाग होगी। वास्तविक पूंजीगत लागत, यदि यह अनुमोदित सीमांत लागत के बराबर है, विवेकपूर्ण जाँच के आधार पर होगी और आयोग द्वारा प्रशुल्क का निर्धारण इसी आधार पर किया जायेगा। यदि वास्तविक लागत कम है तो विवेकपूर्ण जाँच के अधीन कम लागत पर विचार किया जाएगा और यदि यह अधिक है तो अतिरिक्त लागत की पहले पुष्टि की जाएगी और उत्पादन कंपनी और लाभार्थी के मध्य सहमति बनाई जाएगी, तत्पश्चात् विवेक पूर्ण जाँच करते हुए आयोग उस पर विचार करेगा और उसका अनुमोदन करेगा।

(3) स्वीकृत पूंजीगत लागत के आधार पर विद्यमान परियोजना के अंतिम प्रशुल्क का निर्धारण किया जायेगा जिसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:-

(क) दिनांक 1-04-2024 के पूर्व आयोग द्वारा स्वीकृत लागत जिसका देयताओं को यदि कोई हों, सम्मिलित न करते हुए, दिनांक 01-04-2024 को सम्यक रूप से सत्यापन किया जायेगा;

(ख) प्रशुल्क के सुसंगत वर्ष के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण और अपूंजीकरण इस विनियमावली के अनुसार निर्धारित की जाएगी;

(ग) इस विनियमावली के अनुसार आयोग द्वारा यथा स्वीकृत पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण पर व्यय;

(घ) राख निस्तारण और उपयोग के कारण पूंजीगत व्यय जिसमें रखरखाव और परिवहन सुविधा सम्मिलित है:

(ड) कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अधोसंरचना और उसके संवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय, जो उत्पादन स्टेशन के प्राप्ति बिंदु तक कोयले के परिवहन के लिए आवश्यक है, परंतु इसमें रेलवे को दिया गया परिवहन व्यय और अन्य सहायक लागत शामिल नहीं होगी।

(च) सह-दहन (Co-firing) के लिए बायोमास संचालन उपकरण और सुविधाओं पर किया गया पूंजीगत व्यय;

(छ) संशोधित उत्सर्जन मानकों और अपजल उपचार संयंत्र का अनुपालन सुनिश्चित करने हेतु उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर किया गया पूंजीगत व्यय;

(ज) ग्रीड कोड के अनुसार उत्पादन स्टेशन के लचीले संचालन को सक्षम बनाने के लिए आवश्यक व्यय;

(झ) कानून में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण किया गया व्यय;

(ञ) तापीय विद्युत गृह के संदर्भ में भारत सरकार के निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार (पी0ए0टी0) योजना के अधीन स्थापित तापीय उत्पादन गृह पर व्यय की गई या व्यय किए जाने के लिए दिखाई गई पूंजीगत लागत के प्रत्येक मामले में अलग-अलग आधार पर विचार किया जाएगा बशर्तें लाभार्थियों में पी0ए0टी0 योजना के अधीन प्राप्त लाभों को बाँटा गया है;

(4) मौजूदा समर्पित पारेषण लाइन के संबंध में आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित प्रशुल्क का निर्धारण संबंधित नियंत्रण अवधि के लागू पारेषण विनियमों की शर्तों, मापदंडों और मानदंडों के अनुसार किया जाएगा।

(5) विद्यमान या नवीन जलीय उत्पादन गृह की दशा में पूंजीगत लागत में यथा-अनुमोदित राष्ट्रीय पुनर्वास और पुनःस्थापन नीति और पुनर्वास और पुनःस्थापन पैकेज के अनुकूल परियोजना का अनुमोदित पुनर्वास और पुनःस्थापन योजना की लागत सम्मिलित होगी।

(6) विद्यमान और नई परियोजनाओं की पूंजीगत लागत से निम्नलिखित को निकाल दिया या हटा दिया जाएगा:-

(क) परिसंपत्तियाँ जो परियोजना का भाग हैं लेकिन प्रयोग में नहीं हैं;

(ख) अप्रयोजित रह जाने या एक परियोजना से दूसरी परियोजना को अंतरित किये जाने के कारण बदलाव या हटाने की वजह से वाणिज्यिक परिचालन की तिथि के पश्चात अपूँजीकृत-बंद की गई परिसंपत्तियाँ;

परंतु यह कि जब तक परिसंपत्ति का एक परियोजना से दूसरी परियोजना में अंतरण स्थायी न हो, तब तक संबंधित परिसंपत्ति का अ-पूँजीकरण नहीं होगा।

(ग) जलीय उत्पादन गृहों के संबंध में राज्य सरकार से परियोजना स्थल का आवंटन प्राप्त करने के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा उपगत कोई व्यय या उपगत किए जाने के लिए वचनबद्धता पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसार;

(घ) भूमि की समानुपाती लागत जिसका प्रयोग नवीकरणीय ऊर्जा के आधार पर उत्पादन गृह से उत्पादित विद्युत के लिए किया जा रहा है;

(ङ) परियोजना के निष्पादन के लिए केन्द्रीय या राज्य सरकार या किसी सांविधिक निकाय या प्राधिकरण से प्राप्त वापसी के दायित्व से मुक्त कोई अनुदान;

(7) पूंजीगत लागत की विवेकपूर्ण जाँच: विद्यमान या नई परियोजना की पूंजी लागत की विवेकपूर्ण जाँच के लिए निम्नलिखित सिद्धांत अपनाए जाएंगे:-

(क) पूंजीगत लागत का सत्यापन आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा और आयोग समय-समय पर केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा निर्दिष्ट/निर्धारित किए जाने वाले मानक मानदंडों पर विचार कर सकता है;

परंतु विवेकपूर्ण जाँच में पूंजी व्यय की संवीक्षा, वित्तीय योजना निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान अनुषंगी तर्कसम्मत व्यय, दक्ष प्राविधिकी का प्रयोग, लागत का अतिक्रमण और समय का अतिक्रमण, उपार्जन के लिए प्रतिस्पर्धात्मक बोली और अन्य ऐसे मामले जिन्हें प्रशुल्क के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा समुचित समझा जाए सम्मिलित होंगे। विवेकपूर्ण जाँच के दौरान आयोग इस तथ्य को देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी परियोजना के निष्पादन के लिए निर्णय लेने में सचेत रही है और परियोजना को निष्पादित करने में भी सतर्क रही है:

परन्तु यह भी कि यदि कोई पूंजीगत व्यय परियोजना पर सम्बन्धित पक्ष द्वारा प्राप्तकर्ता की पूर्व अनुमति के बिना व्यय किया गया हो, जैसा कि कंपनी अधिनियम-2013 में वर्णित है, तो इसे पूंजीगत लागत में सम्मिलित नहीं माना जायेगा:

परन्तु यह भी कि उत्पादन कंपनी संदर्भित मानकों से अधिक लागत की अनुमति देने के लिए आयोग की संतुष्टि के अनुसार पूंजीगत लागत से अधिक लागत के कारण प्रस्तुत करेगी।

(ख) परियोजना की पूंजीगत लागत को निर्धारित करने के लिए आयोग नए दिशानिर्देश जारी कर सकता है या केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा निहित दिशा निर्देशों को अपना सकता है। यह कार्य किसी स्वतंत्र अभिकरण के माध्यम से किया जाएगा और ऐसी स्थिति में ऐसे अभिकरण या विशेषज्ञ द्वारा विधीकृत पूंजीगत लागत पर आयोग द्वारा उत्पादन-गृह के लिए प्रशुल्क निर्धारित करते समय ध्यान दिया जाएगा।

(ग) परियोजनाओं की अनुसूची को लागू करने तथा उनके अनुमोदन के लिये आयोग नए दिशा निर्देश जारी कर सकता है या संवीक्षा और अनुमोदन के लिए केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा विहित दिशा निर्देश अपना सकता है जिन पर विवेकपूर्ण जांच किया जायेगा।

(घ) जहां उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के मध्य हुए विद्युत क्रय अनुबंध में वास्तविक पूंजीगत लागत की सीमा की व्यवस्था है, आयोग पूंजीगत लागत की विवेकपूर्ण जांच करते समय प्रशुल्क के निर्धारण में ऐसी सीमा पर विचार करेगा।

(ङ) उत्पादन कंपनी इस विनियमावली के परिशिष्ट-II के अनुसार विद्यमान और नई परियोजनाओं के निष्पादन के लिए पूंजीगत लागत प्रस्तुत करेगा। इसमें विभिन्न घटकों की संदर्भित पूंजीगत लागत का डाटा बेस सृजित करने के प्रयोजन के लिए प्रशुल्क याचिका साथ रहेगी।

18-निर्माण के दौरान ब्याज (आई0डी0सी0), निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय:-

(1) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (आई0डी0सी0) की गणना वास्तविक ऋण और मानक ऋण को ध्यान में रखते हुए की जाएगी, जिसमें वास्तविक वाणिज्यिक संचालन तिथि (COD) तक निधियों के उचित चरणबद्ध उपयोग को शामिल किया जाएगा:

परन्तु यह कि निधियों के कुल प्रवाह में 30% से अधिक लामांश के मामले में, मानक ऋण पर IDC की अनुमति तभी दी जाएगी जब वास्तविक रूप से लामांश का प्रवाह समान स्तर आधार पर कुल प्रवाहित निधियों का 30% से अधिक हो, और इसकी गणना त्रैमासिक आधार पर की जाएगी:

परन्तु यह भी कि यदि वास्तविक ऋण के प्रवाह से पहले मानक ऋण पर आई0डी0सी0 की अनुमति दी जानी है, तो ऐसे आई0डी0सी0 की गणना के लिए ब्याज दर उस वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित 1-वर्षीय SBI MCLR के बराबर होगी:

परन्तु यह भी कि वास्तविक ऋण के प्रवाह के बाद मानक ऋण पर आई0डी0सी0 की गणना संबंधित तिमाही के लिए भारित औसत ब्याज दर (WAROI) के आधार पर की जाएगी।

(2) निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय की गणना शून्य दिन से और वाणिज्यिक परिचालन के दिन तक परिचालन के दिन पूर्व व्यय को ध्यान में रखने के पश्चात् की जाएगी:

परन्तु निर्माण अवधि से वाणिज्यिक परिचालन के दिन के दौरान निक्षेपों या अग्रिमों पर ब्याज के कारण प्राप्त कोई राजस्व या किन्हीं अन्य प्राप्तियों पर, जो निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय के रूप में हों, विचार किया जाएगा।

(3) अनुसूचित वाणिज्यिक परिचालन के दिन तक पहुंचने में विलंब के कारण आई0डी0सी0 और आई0ई0डी0सी0 में हुई अतिरिक्त लागत की दशा में, उत्पादन कंपनी से यह अपेक्षा होगी कि वह इस विलंब के लिए पुष्टि करने वाले दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करें। इसमें आई0डी0सी0 के मामले में निधि का विवेकपूर्ण बंटवारा और विलंब की अवधि के दौरान आई0डी0सी0 का विवरण और विलंब के संबंध में उन्मोचित हानियां जो पूरी की गई या पूरी करने योग्य हैं:

परन्तु यदि परिचालन दिन तक पहुंचने में विलंब उत्पादन कंपनी के कारण नहीं है अपितु इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट अनियंत्रित कारकों की वजह से है, तो आई0डी0सी और आई0ई0डी0सी को एस0सी0ओ0डी के परे विवेकपूर्ण जांच के पश्चात् छूट अनुमन्य की जा सकती है और संविदाकार या आपूर्तिकर्ता या अभिकरण से वसूल की गई या वसूलने योग्य उन्मोचित हानियां, यदि कोई हों, को उत्पादन-गृह की पूंजीगत लागत में समायोजित की जाएगी:

परंतु यह और कि केवल आई0डी0सी0 को ही एस0सी0ओ0डी के परे वृद्धि के कारण वास्तविक ऋण पर अनुमन्य किया जाएगा और वह भी उस स्थिति में जब सम्यक विवेक और निधि के विवेकपूर्ण बंटवारे पर विचार करने के पश्चात् यह पाया जाए कि विलंब उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे है और इस विलंब की सीमा तक आई0डी0सी0 में छूट अनुमन्य है।

(4) यदि सी0ओ0डी तक पहुंचने में विलंब उत्पादन कंपनी की ओर से है या उसके संविदाकार या आपूर्तिकर्ता या अभिकरण के कारण, तो ऐसी दशा में, एस0सी0ओ0डी की सीमा के बाहर आई0डी0सी0 और आई0ई0डी0सी में छूट को विवेकपूर्ण जाँच के बाद आनुपातिक आधार पर अनुमन्य करने से मना किया जा सकेगा और यह विलंब की उस अवधि के लिए होगी जिसे क्षम्य नहीं माना गया है और संविदाकार या आपूर्तिकर्ता या अभिकरण से वसूल की गई या वसूलने योग्य उन्मोचित हानियाँ, यदि कोई हों, पूँजीगत लागत की गणना के लिए हिसाब में लिया जाएगा।

(5) इस विनियम के खंड (3) और (4) के उद्देश्यों के लिए, वास्तविक और मानक ऋण पर IDC को इन विनियमों के विनियम 23 के खंड (1) के तहत निर्दिष्ट मानक ऋण-लाभांश अनुपात के अनुसार माना जाएगा।

19-नियंत्रणीय एवं अनियंत्रणीय कारक:

निम्नलिखित नियंत्रणीय एवं अनियंत्रणीय कारक माने जायेंगे जिसके कारण परियोजना में अधिक समय लगना, परियोजना की अनुबंधित लागत में वृद्धि, आई0डी0सी0 के एवं आई0ई0डी0सी0 पर प्रभाव पड़ता है,

(1) 'नियंत्रणीय कारकों' में सम्मिलित किन्तु यहीं तक सीमित नहीं, होंगे,—

(क) परियोजना के निष्पादन में दक्षता जो परियोजना के क्षेत्र के अनुमोदन में परिवर्तन सांविधिक कराधान में परिवर्तन या विधि में परिवर्तन अपरिहार्य घटनाओं से अंतर्निहित न हो, और

(ख) उत्पादन कम्पनी के नियुक्त ठेकेदार, आपूर्तिकर्ता या संस्था के कारण परियोजना के निष्पादन में विलम्ब।

(2) 'अनियंत्रणीय कारकों' में सम्मिलित किन्तु यहीं तक सीमित नहीं, होंगे किन्तु निम्न सीमा तक ही सीमित नहीं होंगे,

(क) अप्रत्याशित घटनायें

(ख) कानून में परिवर्तन

(ग) भूमि अधिग्रहण, जब तक कि विलंब उत्पादन कंपनी पर आरोपणीय न हो:

परंतु कि यदि उत्पादन स्टेशन और संबंधित पारेषण प्रणाली के बीच SCOD (निर्धारित वाणिज्यिक संचालन तिथि) में असमानता होती है, तो इस मामले को यू0पी0ई0आर0सी0 (पारेषण हेतु बहुवर्षीय प्रशुल्क) विनियम, 2025 के प्रावधानों के अनुसार, जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया हो, निपटाया जाएगा।

20-प्रारंभिक कल-पूँज: प्रारंभिक कल-पूँजों को संयंत्र और मशीनरी लागत के एक प्रतिशत के रूप में निम्नलिखित अधिकतम सीमा मानदंडों के अधीन पूँजीकृत किया जा सकता है:

क	कोयला आधारित/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन	4.0%
ख	गैस टर्बाइन/कंबाईंड साइकिल तापीय उत्पादन स्टेशन	4.0%
ग	हाइड्रो उत्पादन स्टेशन, जिसमें पंप स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशन शामिल हैं।	4.0%

परंतु कि:

संयंत्र और मशीनरी लागत को मूल परियोजना लागत के रूप में माना जाएगा, जिसमें IDC, IEDC, भूमि लागत और सिविल कार्यों की लागत शामिल नहीं होंगी। संयंत्र और मशीनरी लागत के अनुमान के लिए, उत्पादन कंपनी को अपनी प्रशुल्क याचिका में मुख्य मदवार IDC और IEDC का विवरण प्रस्तुत करना होगा।

जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित की गई है, वहां कोयला आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों के लिए इस विनियम में निर्दिष्ट प्रारंभिक कल-पूँजों के मानदंड लागू होंगे।

21-अतिरिक्त पूँजीकरण:

(A) अन्तिम तारीख तक मूल दायरे में अतिरिक्त पूँजीकरण:

(1) नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के पश्चात् तथा विवेकपूर्ण जांच के शर्ताधीन आयोग द्वारा स्वीकृत सीमांत तिथि तक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के मूल कार्यक्षेत्र के

अन्तर्गत किये गये वास्तविक कार्यों के निम्नलिखित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय आयोग द्वारा स्वीकार किये जा सकते हैं:-

(क) आस्थगित देनदारियाँ,

(ख) निष्पादन के लिए आस्थगित निर्माण कार्य, कार्य की मौलिक प्रगति में, इस विनियमावली में निर्दिष्ट अधिकतम सीमा के अधीन रहते हुए प्रारंभिक पूंजीगत कलपुर्जों का क्रय।

(ग) विवाचन के निर्णय के पश्चात अथवा किसी न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री को पूरा करने के लिए भुगतान;

(घ) कानून में परिवर्तन या किसी ऐसे मौजूदा कानून का अनुपालन, जो मूल कार्यक्षेत्र में शामिल नहीं था, के कारण होने वाला व्यय;

(ङ) अप्रत्याशित घटनायें:

परंतु यह कि अनन्तिम और अंतिम प्रशुल्क के लिए आवेदन के साथ-साथ व्यय के अनुमानों सहित निर्माण कार्य के मौलिक कार्यक्षेत्र की रूपरेखा प्रस्तुत की जायेगी:

परंतु यह भी कि परिसंपत्तियों के किसी प्रतिस्थापन की दशा में, सकल नियत परिसंपत्तियों का समायोजन और अ-पूँजीकरण पूँजी-बंदी के कारण प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों के संचयी मूल्य ह्रास के पश्चात् अतिरिक्त पूँजीकरण का आकलन होगा:

परंतु यह भी कि भविष्य में भुगतान की जाने वाली आस्थगित दायित्वों और निष्पादन के लिए आस्थगित कार्यों की सूची प्रस्तुत की जाएगी जिसके साथ उत्पादन-गृह के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि के पश्चात् अंतिम प्रशुल्क के लिए आवेदन सम्मिलित होगा।

(B) कट ऑफ तारीख के पश्चात मूल दायरे में अतिरिक्त पूँजीकरण:

(2) किसी नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अन्तिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अन्तर्गत वास्तव में किया गया निम्नलिखित प्रकृति के पूँजीगत व्यय को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अध्वधीन स्वीकार किया जायेगा:-

(i) विवाचक के निर्णय के पश्चात् अथवा किसी सांविधिक प्राधिकारी के आदेश अथवा किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री को पूरा करने के लिए भुगतान;

(ii) कानून में परिवर्तन या किसी ऐसे मौजूदा कानून का अनुपालन, जो मूल कार्यक्षेत्र में शामिल नहीं था;

(iii) अप्रत्याशित घटनायें:

(iv) कार्य के मौलिक क्षेत्र के अंतर्गत कार्यों/सेवाओं में राख-जलाशय या राख संचालन राख निस्तारण प्रणाली के भाग के रूप में राख के चारों ओर भित्ति बनाना से सम्बंधित आस्थगित देनदारियाँ;

(v) निर्दिष्ट तिथि से पहले मूल कार्यक्षेत्र के तहत निष्पादित कार्यों के लिए स्वीकृत देनदारियों का भुगतान;

(vi) निर्दिष्ट तिथि के बाद मूल कार्यक्षेत्र के तहत निष्पादित कार्य, जिसे आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो, वास्तविक भुगतान की सीमा तक;

(3) निर्दिष्ट तिथि के बाद विद्यमान परियोजना के तहत मूल कार्यक्षेत्र में प्रसरित परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन की स्थिति में, निम्नलिखित आधारों पर सकल स्थिर परिसंपत्तियों और संचयी मूल्यह्रास में आवश्यक समायोजन करने के बाद, आयोग द्वारा अतिरिक्त पूँजीकरण को विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकृत किया जा सकता है:-

(क) ऐसी परिसंपत्तियाँ जिनका उपयोगी जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन के अनुरूप नहीं है और ऐसी परिसंपत्तियों का मूल्यह्रास इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार पूर्ण हो चुका है;

(ख) परिसंपत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन किसी विधिक परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण आवश्यक हों; या

(ग) प्रौद्योगिकी की अप्रचलनता के कारण ऐसी परिसंपत्तियों या उपकरणों का प्रतिस्थापन आवश्यक हों; या

(घ) ऐसी परिसंपत्तियों या उपकरणों का प्रतिस्थापन आयोग द्वारा अन्यथा अनुमोदित हो:

परंतु यह कि यदि मूल कार्यक्षेत्र के तहत परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन के संबंध में 50 लाख रुपये से कम का कोई दावा किया जाता है, तो इसे पूंजी लागत का हिस्सा नहीं माना जाएगा और इसे मानक ओएण्डएम व्यय (O&M Expenses) के माध्यम से पूरा किया जाएगा।

(C) मूल कार्यक्षेत्र से परे अतिरिक्त पूंजीकरण:

(4) विद्यमान उत्पादन संयंत्र में मूल कार्यक्षेत्र से परे निम्नलिखित मामलों में किए गए पूंजी व्यय को, विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकता है:-

(क) विवाचन के निर्णय के अनुपालन में या किसी वैधानिक प्राधिकरण के आदेश या निर्देश या किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन में भुगतान किया गया व्यय;

(ख) कानून में परिवर्तन या किसी विद्यमान कानून के अनुपालन हेतु किया गया व्यय;

(ग) अप्रत्याशित घटनाओं के कारण किया गया व्यय;

(घ) समुचित सरकारी अभिकरणों, सांविधिक निकायों द्वारा राष्ट्रीय सुरक्षा या आंतरिक सुरक्षा के लिये सुझाव दिए गए या यथा निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा की जरूरत के कारण किया जाने वाला कोई व्यय;

(ङ) केस दर केस आधार पर मूल कार्यक्षेत्र से परे राख तालाब या राख प्रबंधन प्रणाली या राख बांध (ash dyke) के उन्नयन से संबंधित कार्य;

परंतु यह कि यदि किसी व्यय का पुनर्वास एवं आधुनिकीकरण या संचालन एवं अनुरक्षण व्यय के अंतर्गत दावा किया गया है, तो उसी व्यय का दावा इस विनियम के अंतर्गत नहीं किया जाएगा।

(च) थर्मल उत्पादन संयंत्र में अपजल सोधन संयंत्र से पानी के उपयोग से संबंधित व्यय;

(छ) बायोमास सह-दहन (biomass co-firing) को सक्षम करने और संयंत्र के लचीले संचालन के लिए आवश्यक प्रणाली से संबंधित कार्य;

(ज) उत्पादन-गृह के प्राप्ति बिन्दु तक कोयले के परिवहन के लिए रेलवे इंफ्रास्ट्रक्चर और उससे उन्नयन से संबंधित कार्य (परिवहन व्यय तथा रेलवे को दिये गये किसी संलग्न व्यय को छोड़कर जिनसे इंधन प्रबंधन होगा और जो ऑपरेशन लागत को कम कर सकते हैं या अन्य ठोस लाभ प्रदान कर सकते हैं, बशर्ते कि ये कार्य विनियमन 21(1), 21(2) और 21(7) के अंतर्गत आक्षेपित न हों:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी को ऐसी योजनाओं के विस्तृत लागत-लाभ विश्लेषण के आधार पर ऐसे कार्यों को कार्यान्वित करने से पहले आयोग का पूर्व अनुमोदन अनिवार्य रूप से लेना होगा;

(5) यदि किसी अतिरिक्त पूंजीकरण का दावा 50 लाख रुपये से कम है, तो उपरोक्त विनियम की धारा 5 के तहत विचारित नहीं किया जाएगा और इसे मानक ओएण्डएम व्यय (O&M) के माध्यम से पूरा किया जाएगा।

(6) यदि किसी उत्पादन कंपनी की परिसंपत्तियों का अ-पूंजीकरण किया जाता है, तो अ-पूंजीकरण की तिथि पर उस परिसंपत्ति की मूल लागत को सकल स्थिर परिसंपत्तियों से घटाया जाएगा और संबंधित ऋण और लाभांश को संचयी मूल्यह्रास और ऋण पुनर्भुगतान में आवश्यक समायोजन के उस वर्ष में समायोजित किया जाएगा जिसमें अ-पूंजीकरण हुआ हो:

परंतु यह कि यदि किसी परिसंपत्ति के अ-पूंजीकरण की स्थिति में उसकी ऐतिहासिक लागत उपलब्ध नहीं है, तो अ-पूंजीकरण का मूल्यांकन नए परिसंपत्ति के मूल्य को अपक्षय दर से घटाकर किया जाएगा, जो कि परिशिष्ट-III में निर्दिष्ट दर के अनुसार होगा या यदि अपक्षय दर निर्दिष्ट नहीं है तो 5% प्रति वर्ष की दर से, मूल परिसंपत्ति के पूंजीकरण वर्ष तक, लेकिन परिसंपत्ति के न्यूनतम 10% प्रतिस्थापन लागत के अधीन होगा:

परंतु यह कि विनियम 21(1), 21(2), 21(4), 21(5) के तहत विस्तृत कार्यों के कार्यान्वयन के लिए किए गए अतिरिक्त पूंजी व्यय को सत्यापन के समय आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच की जायेगी और उत्पादन कंपनी को ऐसी योजनाओं की विस्तृत व्याख्या, प्रासंगिक नियामक प्रावधान और लागत-लाभ विश्लेषण प्रस्तुत करना होगा।

टिप्पणी 1—कार्य के मूलक्षेत्र और व्यय के संबंध में प्रतिबद्ध देयताओं आश्वस्त देनदारियों के कारण स्वीकृत किसी व्यय को जिसे तकनीकी आर्थिक आधार पर आस्थगित कर दिया गया लेकिन कार्य के मूल क्षेत्र के भीतर आता हो, इसे विनियमावली में विनिर्दिष्ट मानकीय ऋण-लाभांश में जोड़ा जाएगा।

टिप्पणी 2—नए कार्यों के कारण जो कार्य के मूलक्षेत्र में न हों, प्रशुल्क के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत किसी व्यय को इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट मानकीय ऋण-लाभांश में जोड़ा जाएगा।

(7) नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर0 एवं एम0) के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण:-

(क) विद्युत गृह या उसकी इकाई की अवधि विस्तार के लिए कराये जाने वाले नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण पर होने वाले व्यय को पूरा करने के लिए जल विद्युत उत्पादन कम्पनी, विस्तृत परियोजना रिपोर्ट, उसकी व्यापकता, औचित्य, लागत लाभ, विवेचना, सन्दर्भ तिथि से अनुमानित अवधि विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय की चरणबद्धता, पूर्णता की अनुसूची, संदर्भित लागत स्तर, अनुमानित पूर्ण होने की लागत, विदेशी विनियम अवयव, यदि कोई हो, को सम्मिलित करते हुए प्रस्ताव के अनुमोदन हेतु आयोग के समक्ष आवेदन प्रस्तुत करेगी।

परंतु यह कि नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के लिये आवेदन करने वाली उत्पादन कम्पनी इन विनियमों के विनियम 21(8) के अधीन विशेष भत्ते के लिये पात्र नहीं होगी।

परंतु यह कि यदि कोई उत्पादन कंपनी पुनर्वास और आधुनिकीकरण करने का इरादा रखती है, तो उसे ऐसे पुनर्वास और आधुनिकीकरण के लिए लाभार्थियों की सहमति प्राप्त करनी होगी और याचिका के साथ लाभार्थियों की प्रतिक्रिया प्रस्तुत करनी होगी।

(ख) जब उत्पादन कंपनी पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण के प्रस्ताव की स्वीकृति के लिए आवेदन करती है तो प्रस्तावित पूंजी अनुमानों, वित्तीय योजना, पूर्ण होने की अनुसूची, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष तकनीक का प्रयोग, लागत लाभ विश्लेषण, जीवन विस्तार की अपेक्षित अवधि, लाभार्थियों की सहमति, यदि प्राप्त की गई है, और ऐसे अन्य घटकों पर विचार किया जाएगा जिनकी उपयुक्तता पर सम्यक विचार करने और सुसंगत समझने के पश्चात अनुमोदित कर दे।

(ग) पुनर्वास एवं आधुनिकीकरण कार्य पूरा होने के बाद, उत्पादन कंपनी को प्रशुल्क निर्धारण के लिए याचिका दायर करनी होगी। पुनर्वास एवं आधुनिकीकरण पर किए गए या अनुमानित व्यय को, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकृत होगा, और मूल परियोजना लागत से पहले ही वसूली गई संचयी मूल्यहास को घटाने के पश्चात, प्रशुल्क निर्धारण का आधार माना जाएगा।

(घ) खण्ड (क) में निर्दिष्ट प्रावधान लागू होंगे, जबकि उत्पादन कंपनी प्रत्येक उत्पादन केंद्र की कम से कम एक इकाई के जीवन विस्तार और निष्पादन में सुधार के लिए हर वर्ष आर0एण्ड0एम0 की योजना बनाना सुनिश्चित करे, जहाँ भी आवश्यक हो, आर0एण्ड0एम0 को सुगम बनाने या चरणबद्ध तरीके से समाप्त करने के लिए उचित तकनीकी आर्थिक अध्ययन और आयोग से अनुमोदन के बाद।

(ङ) आर0एण्ड0एम0 और जीवन विस्तार पर प्रशुल्क के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत कोई भी व्यय, मूल परियोजना लागत से प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों की मूल राशि को बढ़े खाते में डालने के बाद इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक ऋण-लाभांश अनुपात पर चुकाया जाएगा। संयंत्र के आर0एण्ड0एम0 और जीवन विस्तार के उद्देश्य से उत्पादन कंपनी, समय-समय पर आयोग द्वारा जारी दिशा-निर्देशों द्वारा निर्देशित होगी।

(च) प्रशुल्क संशोधन में अतिरिक्त पूंजीकरण के प्रभाव पर आयोग द्वारा प्रत्येक वर्ष प्रशुल्क अवधि में विचार किया जा सकता है, जिसमें कट ऑफ तिथि के बाद प्रशुल्क संशोधन भी शामिल है।

(8) कोयला आधारित थर्मल उत्पादन-गृह के लिये विशेष भत्ता-

(क) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन कंपनी, नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर0एण्ड0एम0) का लाभ उठाने के बजाय, इस विनियमन में निर्दिष्ट मानदंडों के अनुसार विशेष भत्ते का लाभ उठाने का विकल्प चुन सकती है, जो कि कानून में परिवर्तन, मध्यस्थता के पुरस्कार या किसी वैधानिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेश, या किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए उत्पन्न पूंजीगत व्यय को छोड़कर विनियम 21(1), 21(2), 21(4), 21(7) में किसी भी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के लिए खर्चों की आवश्यकता को पूरा करने के लिए मुआवजे के रूप में है, और उत्पादन-गृह या उसकी एक इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तारीख से 25 वर्ष पूरे होने के बाद अप्रत्याशित घटना और ऐसी स्थिति में, पूंजीगत लागत में ऊपर की ओर संशोधन की अनुमति नहीं दी जाएगी और लागू परिचालन मानदंडों में छूट नहीं दी जाएगी, लेकिन विशेष भत्ता वार्षिक निर्धारित लागत में शामिल किया जाएगा।

परंतु कि ऐसा विकल्प ऐसे उत्पादन केंद्र या इकाई के लिए उपलब्ध नहीं होगा, जिसका नवीनीकरण और आधुनिकीकरण किया जा चुका है और इन विनियमों के लागू होने से पहले आयोग द्वारा व्यय स्वीकार कर

लिया गया है, या ऐसे उत्पादन केंद्र या इकाई के लिए जो क्षीण स्थिति में है और शिथिल परिचालन और प्रदर्शन मानदंडों के तहत परिचालन कर रहा है:

परंतु यह भी प्रावधान है कि विशेष भत्ता ऐसे उत्पादन केंद्र के लिए भी उपलब्ध होगा, जिसने पिछले नियंत्रण अवधि के दौरान विशेष भत्ते का लाभ उठाया है, जैसा भी लागू हो।

(ख) कोयला आधारित तापीय विद्युत गृह के लिए उत्पादन कंपनी को प्रशुल्क अवधि 2024-29 के लिए @ 10.75 लाख रुपये/मेगावाट/वर्ष की विशेष अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि 01.04.2024 को 25 वर्षों से अधिक समय से वाणिज्यिक संचालन में रही इकाई के संबंध में यह अनुमति वर्ष 2024-25 से भी स्वीकार्य होगी।

(ग) आयोग द्वारा विशेष भत्ता स्वीकृत किये जाने के मामले में उपगत व्यय या विशेष भत्ते के उपयोग का उत्पादन-गृह द्वारा प्रथम से अनुरक्षण किया जाएगा और उसका विवरण आयोग को उपलब्ध कराया जाएगा जब कभी भी ऐसा निर्दिष्ट हो।

(घ) इस विनियमन के अंतर्गत स्वीकृत विशेष भत्ते को उप-खण्ड (ख) के अनुसार नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए उपयोग हेतु एक पृथक निधि में स्थानांतरित किया जाएगा तथा विशेष भत्ते से किए गए या उपयोग किए गए व्यय को निर्देश मिलने पर आयोग को उपलब्ध कराया जाएगा।

(9) संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण:-

(क) यदि किसी उत्पादन कंपनी को संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु किसी विद्यमान उत्पादन स्टेशन में अतिरिक्त पूंजी व्यय करने की आवश्यकता हो तो वह इस प्रस्ताव को उपभोक्ताओं के साथ साझा करेगी और इस पूंजीकरण को लागू करने हेतु याचिका दायर करेगी।

(ख) उपखंड (क) के अंतर्गत प्रस्ताव में केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट प्रस्तावित तकनीक, कार्यक्षेत्र, व्यय का चरणबद्ध विवरण, पूर्णता का समय-निर्धारण, अनुमानित लागत (विदेशी मुद्रा घटक सहित यदि हो), उपभोक्ताओं पर प्रशुल्क के संभावित प्रभाव की विस्तृत गणना और उत्पादन कंपनी द्वारा प्रासंगिक मानी जाने वाली अन्य जानकारी शामिल होगी।

(ग) जब उत्पादन कंपनी संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय की स्वीकृति के लिए आवेदन करती है, तो आयोग लागत अनुमान का औचित्य, वित्तीय योजना, समय-निर्धारण, निर्माण अवधि में ब्याज, कुशल तकनीक का उपयोग, लागत-लाभ विश्लेषण और अन्य प्रासंगिक कारकों पर विचार करने के बाद स्वीकृति प्रदान कर सकता है।

(घ) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन की पूर्णता के बाद, उत्पादन कंपनी प्रशुल्क निर्धारण के लिए याचिका दायर करेगी। लागत का औचित्य और परिचालन मापदंडों पर प्रभाव के आधार पर आयोग द्वारा स्वीकृत और विवेकपूर्ण जांच के बाद किए गए या प्रस्तावित व्यय को प्रशुल्क निर्धारण का आधार माना जाएगा।

(ङ) यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण कोई अप्रदत्त देयता शेष रहती है, तो इसे विवेकपूर्ण जांच के अधीन, उस वर्ष के दौरान, जिसमें यह देयता समाप्त हो, अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में स्वीकार किया जाएगा।

22-अदृढ़ विद्युत की बिक्री:

अदृढ़ विद्युत की बिक्री पर विचलन के संबंध में विचार, केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन, निपटान प्रणाली ढंग और संबंधित विषय) विनियमावली 2024, समय-समय पर यथा संशोधित के अनुसार जब तक आयोग डी0एस0एम0 विनियमावली को अधिसूचित न कर दे, संबंधित विषय विनियमावली-2024 के अनुसार किया जाएगा:

परंतु ईंधन व्यय के लेखा-जोखा के पश्चात अदृढ़ विद्युत की आपूर्ति से उत्पादन कंपनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व का पूंजीगत लागत के समायोजन में तदनुसार उपयोग किया जाएगा:

परंतु यह भी कि ग्रिड से उत्पादन-गृह द्वारा ली गई प्रारंभिक विद्युत के महासंवाहक तारों की ऊर्जा का समायोजन किया जाएगा और ऐसी ऊर्जा का बिल संविदाकृत क्षमताओं के अनुपात में लाभार्थी से लिया जाएगा।

23-ऋण अंशपूँजी अनुपात:

उत्पादन संयंत्रों के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से, प्रशुल्क निर्धारण के समय ऋण लाभांश का अनुपात 70:30 होगा। जहाँ लाभांश 30 प्रतिशत से अधिक प्रयुक्त की गयी है, प्रशुल्क निर्धारण में लाभांश 30 प्रतिशत तक ही सीमित मानी जाएगी तथा अवशेष धनराशि को मानकी ऋण समझा जाएगा:

परन्तु :

(क) उत्पादन-गृह की पूँजीगत लागत को पूरा करने के लिए किए गए या किए जाने के लिए प्रस्तावित उपभोग के समर्थन में आतिरक संसाधन से निधि के विनियोजन के संबंध में कंपनी के बोर्ड के प्रस्ताव को उत्पादन कंपनी प्रस्तुत करेगी।

(ख) विद्युत-गृह के मामले में जहाँ वास्तविक विनियोजित लाभांश 30% से कम हो, तो वास्तविक ऋण और लाभांश को प्रशुल्क निर्धारण के लिए विचार में लिया जायेगा।

(ग) लाभांश विदेशी मुद्रा विनियम में विनियोजित लाभांश को प्रत्येक विनियोजन की तिथि को भारतीय रुपये में दर्शाया जाएगा।

(घ) परियोजना के निष्पादन के लिए प्राप्त किये गये अनुदान को ऋण लाभांश अनुपात के अभिप्राय से पूँजीगत संरचना के भाग के रूप में विचारित नहीं किया जाएगा।

(ङ) उपरोक्तानुसार प्राप्त ऋण और अंशपूँजी की धनराशि का उपयोग ऋण पर ब्याज की गणना करने, अंशपूँजी पर लाभ के लिए किया जाएगा।

(च) टैरिफ अंश के दौरान उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए किया गया कोई भी व्यय, जिसे आयोग द्वारा अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में स्वीकार किया गया हो और अनुपूरक प्रशुल्क निर्धारण के लिए स्वीकार किया गया हो, को इस विनियम में निर्दिष्ट तरीके से शोधित होगा।

(छ) दिनांक 01.04.2024 को या उसके पश्चात किये गए व्यय जैसे कि अतिरिक्त पूँजीगत व्यय के रूप में आयोग द्वारा अनुमोदित प्रशुल्क निर्धारण तथा जीवन विस्तार के लिए नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण व्यय उपरोक्तानुसार निर्दिष्ट विधि से शोधित होगा।

अध्याय 5**प्रशुल्क ढांचा****24-प्रशुल्क के अवयव:**

(1) उत्पादन-गृह से विद्युत आपूर्ति के लिए प्रशुल्क में दो भाग शामिल होंगे, अर्थात् क्षमता प्रभार [विनियमन (24) (3) में निर्दिष्ट घटकों से युक्त वार्षिक स्थिर लागत की वसूली के लिए] और विनियमन (30) में निर्दिष्ट ऊर्जा प्रभार।

(2) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण वर्तमान उत्पादन स्टेशनों या नए उत्पादन स्टेशनों (जो भी लागू हो) में पूरक क्षमता शुल्क और पूरक ऊर्जा शुल्क सहित पूरक प्रशुल्क को आयोग द्वारा अलग से निर्धारित किया जाएगा।

(3) क्षमता प्रभार वार्षिक नियत लागत के आधार पर आगणित किये जायेंगे। उत्पादन गृह की वार्षिक नियत लागत में निम्नलिखित अवयव होंगे:-

(क) लाभांश पर वापसी;

(ख) ऋण पूँजी पर ब्याज;

(ग) मूल्यहास;

(घ) कार्यशील पूँजी पर ब्याज; और

(ङ) परिचालन और अनुरक्षण व्यय:

परन्तु पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण के स्थान पर विशेष भत्ते की वसूली पृथक से की जाएगी जहाँ इस विनियमावली के अनुसार और वह जहाँ कहीं लागू हो, विकल्पित हो और कार्यशील पूँजी की गणना के लिये विचारित नहीं होगी।

(4) सहायक क्षमता शुल्क: सहायक क्षमता शुल्क का निर्धारण उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के वार्षिक निश्चित लागत (AFCE) के आधार पर किया जाएगा। उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के वार्षिक निश्चित लागत में इस विनियमन की धारा 3 के उप-धारा (क) से (ड) तक में सूचीबद्ध घटक शामिल होंगे।

(5) तापीय विद्युत उत्पादन गृह के ऊर्जा (परिवर्तनशील) प्रभारों को प्राप्ति लागत के आधार पर आगणित किया जाएगा और उसमें निम्नलिखित लागत होगी :

(क) प्राथमिक ईंधन की प्राप्ति समेत लागत; और

(ख) माध्यमिक ईंधन तेल की लागत;

(ग) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अभिकर्मकों की लागत:

परंतु ईंधन आपूर्तिकर्ता से शास्तियों के रूप में प्राप्त किसी धनराशि के साथ किसी कर या शुल्क की वापसी को ईंधन लागत में समायोजित किया जाएगा:

परंतु यह भी कि यदि कोई अतिरिक्त ऊर्जा शुल्क, जो थर्मल जनरेटिंग स्टेशन में संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के कारण लागू होते हैं, तो उन्हें आयोग द्वारा इन नियमों के विनियमन 30(1)(इ) के अनुसार अलग से निर्धारित किया जाएगा।

(6) प्राथमिक ईंधन की प्राप्ति समेत लागत :

(क) प्राथमिक ईंधन की प्राप्ति लागत ईंधन की श्रेणी और गुणवत्ता के अनुरूप ईंधन का आधारभूत मूल्य समाविष्ट होंगे और इसमें यथा प्रयोज्य सांविधिक प्रभार, प्रक्षालन प्रभार, रेल, रोड या किसी अन्य साधन से परिवहन मूल्य और चढ़ाना, उतारना और रख-रखाव प्रभार सम्मिलित है :

परंतु सरकार द्वारा अधिसूचित मूल्य के अलावा किसी अन्य मूल्य पर ईंधन की खरीद पर विचार किया जा सकता है, यदि यह पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से प्रतिस्पर्धी बोली पर आधारित है या ब्रिज लिंकेज के साथ सीआईएल व्यवस्था के माध्यम से आपूर्ति की जाती है जिसमें अधिसूचित मूल्य पर प्रीमियम शामिल है:

परंतु यह भी कि उत्पादन संयंत्रों द्वारा प्राथमिक ईंधन की प्राप्ति लागत वास्तविक बीजक के भुगतान के आधार पर होगी जिसका समायोजन परिमाण एवं गुणवत्तमता को सम्मिलित करते हुए किया जाएगा:

परंतु यह भी कि कोयले पर आधारित तापीय उत्पादन गृह की दशा में, सकल कैलोरीफिक मूल्य का मापन तृतीय पक्ष नमूनेकरण से किया जाएगा और तृतीय पक्ष नमूनेकरण की सुविधा में हुए व्ययों की प्रतिपूर्ति लाभार्थियों द्वारा की जाएगी।

(ख) प्रशुल्क के निर्धारण के लिए, वर्तमान विद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए, प्राथमिक और माध्यमिक ईंधन की प्राप्ति पश्चात् ईंधन लागत तीन पूर्ववर्ती महीनों के प्राथमिक और माध्यमिक ईंधन, और अभिकर्मकों की वास्तविक भारित औसत मूल्य पर आधारित होगी और तीन पूर्ववर्ती महीनों की ईंधन प्राप्ति लागत के अभाव में, उत्पादन-गृह के लिए प्राथमिक और माध्यमिक ईंधन और अभिकर्मकों का नवीनतम अर्जन मूल्य पर, विद्यमान गृहों की प्रशुल्क अपधि के प्रारंभ के पूर्व और नए उत्पादन गृहों की दशा में ठीक पूर्ववर्ती तीन महीनों पर विचार किया जाएगा।

(7) प्राथमिक ईंधन का सकल ऊष्मीय मान:

(क) ऊर्जा शुल्क की गणना के लिए सकल ऊष्मीय मान यथा-प्राप्त GCV के अनुसार होगा।

(ख) घरेलू कोयले के GCV (ग्रॉस कैलोरीफिक वैल्यू) का माप तीसरे पक्ष द्वारा नमूनाकरण के आधार पर किया जाएगा, जो उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त एजेंसी के माध्यम से किया जाएगा, और यह नमूनाकरण केंद्रीय सरकार द्वारा जारी किसी मार्गदर्शिका के अनुसार होगा, यदि कोई हो। उत्पादन कंपनी यह सुनिश्चित करेगी कि ईंधन आपूर्ति समझौते (Fuel Supply Agreement) के अनुसार मुआवजे की वसूली की जाए और इसके लाभों को उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों तक पहुँचाया जाए:

परंतु यह है कि यदि तीसरे पक्ष द्वारा नमूनाकरण नहीं किया जाता है, तो इन विनियमों के विनियमन 30 के अनुसार ऊर्जा शुल्क की गणना बिल किए गए GCV के आधार पर की जाएगी :

परंतु यह भी कि आयोग एक विस्तृत अध्ययन करने के बाद उत्पादन स्टेशन पर घरेलू कोयले के कुल कैलोरीफिक मान के आकलन के लिए तंत्र को औचित्यपूर्ण बना सकता है, जिसमें कोयले के वितरण से लेकर उत्पादन स्टेशन पर प्राप्ति तक के पूरे मूल्य श्रृंखला में कैलोरीफिक मान पर प्रभाव डालने वाले विभिन्न कारकों को ध्यान में रखा जाएगा।

(ग) बिल किए गए GCV और यथा-प्राप्त का GCV के बीच ऊष्मीय मान में कोई हानि स्वीकार्य नहीं होगी, यदि कोयला आयात के माध्यम से प्राप्त किया गया हो।

(घ) उत्पादन कंपनी को उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों को GCV और ईंधन की कीमत (जैसे घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, RLNG, तरल ईंधन आदि) के संबंध में विवरण प्रदान करना होगा, इन विनियमों के परिशिष्ट-II में निर्धारित प्रपत्र 15 के अनुसार:

परंतु उस अवधि के दौरान उत्पादन के लिए उपयोग किए गए प्राथमिक ईंधन के प्राप्त आधार पर औसत GCV, आयातित कोयले के साथ घरेलू कोयले का मिश्रण अनुपात, और ई-नीलामी कोयले का अनुपात का अतिरिक्त विवरण, संबंधित महीने के बिलों के साथ प्रदान किया जाएगा :

परंतु यह भी कि बिलों की प्रतियाँ और GCV और ईंधन की कीमत के मापदंडों जैसे घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, RLNG, तरल ईंधन, आयातित कोयले और घरेलू कोयले के मिश्रण अनुपात, और ई-नीलामी कोयले का अनुपात का विवरण उत्पादन कंपनी की वेबसाइट पर भी प्रदर्शित किया जाएगा।

(8) अभिकर्मक की प्राप्ति लागत :

(क) जहाँ विशेष अभिकर्मक जैसे लाइमस्टोन, सोडियम बाइ-कार्बोनेट, यूरिया या ऐनहाइड्रस अमोनिया का उपयोग उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन के दौरान संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए किया जाता है, वहाँ ऐसे अभिकर्मक की प्राप्ति लागत का निर्धारण सामान्य उपभोग और प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से अभिकर्मक की खरीद मूल्य, लागू वैधानिक शुल्क और परिवहन लागत के आधार पर किया जाएगा।

(ख) संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए स्थापित विभिन्न तकनीकों के लिए विशेष अभिकर्मकों का सामान्य उपभोग इन विनियमों के विनियमन 29(7) में निर्दिष्ट किया गया है।

25-क्षमता (नियत) प्रभार:

(क) तापीय उत्पादन गृहों के क्षमता प्रभार की गणना निम्नलिखित आधार पर की जाएगी और उनकी वसूली सभी विद्यमान और नए उत्पादन गृहों की दशा में लक्ष्य उपलब्धता से संबंधित होगी:

परंतु यदि इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट लक्ष्य उपलब्धता पर पूर्ण क्षमता प्रभार वसूलीय होंगे तो लक्ष्य उपलब्धता के स्तर से नीचे क्षमता (नियत) प्रभारों की वसूली अनुपात के आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता पर कोई भी क्षमता प्रभार देय नहीं होंगे:

परंतु यह भी कि क्षमता प्रभारों का भुगतान आवंटित क्षमता के अनुपात में मासिक आधार पर होगा।

(ख) जलीय उत्पादन गृह की नियत लागत की गणना वार्षिक आधार पर होगी, यह इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट मानकों पर आधारित होगी, और क्षमता प्रभार के अधीन (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) मासिक आधार पर वसूल की जाएगी जिसका भुगतान लाभार्थियों द्वारा उत्पादन गृह की विक्रय योग्य क्षमता में उनके संबंधित आवंटन के अनुपात में होगा अर्थात् गृह राज्य की निशुल्क विद्युत को हटाने के पश्चात् की क्षमता।

(ग) निश्चित शुल्कों के घटक।

1-लाभांश पर वापसी

विद्यमान परियोजनाओं के लिए लाभांश पर वापसी की गणना इस विनियमावली के अनुसार 15% कर पश्चात् प्रतिवर्ष (न्यूनतम दर/Base Rate) की दर से लाभांश आधार पर रुपयों में की जाएगी;

परंतु अतिरिक्त पूंजीकरण पर, जो कि मूल दायरे से परे हो, जिसमें उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, कानून में परिवर्तन, और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण शामिल हैं, पर लाभांश पर वापसी की गणना 1 अप्रैल को वर्ष के आधार दर, जो कि एक वर्ष की SBI MCLR+350 आधार अंकों के बराबर होगी, से की जाएगी, और इसकी अधिकतम सीमा 14% होगी :

परंतु यह भी कि नई परियोजना की वापसी की दर ऐसी अवधि के लिए 1% तक घटायी जाएगी जैसा आयोग द्वारा निश्चित किया जाए, यदि उत्पादन गृह को वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित किया जाए और निम्नलिखित किसी :-

(क) प्रतिबंधित गति-अधिनियंत्रक प्रणाली परिचालन (आरजीएमओ) की स्थापना के बिना हो;

(ख) स्वतंत्र अधिनियंत्रक प्रणाली (एफजीएमओ) परिचालन हो;

(ग) डाटा टेलीमीटरी;

(घ) भार प्रेषण केन्द्र तक संचार प्रणाली;

(ङ) राज्य भार प्रेषण केंद्र की रिपोर्ट पर आधारित सुरक्षा प्रणाली के प्रवर्तन के बिना हो:

परंतु यह भी कि जैसे ही और जब ऊपर वर्णित किसी आवश्यकता का विद्यमान उत्पादन गृह में अभाव पाया जाए, जिसका आधार राज्य भार प्रेषण केंद्र की रिपोर्ट होगी, तो आरओई में ऐसी अवधि के लिए, जिसे आयोग द्वारा निश्चित किया जायेगा, 1% तक कमी की जा सकती है।

स्पष्टीकरण: परियोजना का धन जुटाने के लिए, उत्पादन कंपनी के फ्री रिजर्व से यदि कोई हो, सृजित अंशपूँजी जारी करने, आंतरिक संसाधनों से विनिधान करने के लिये उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त प्रतिफल की भी अंशपूँजी पर वापसी की गणना के प्रयोजन के लिए पेड अप पूँजी के रूप में गणना की जाएगी, परंतु ऐसी प्रतिफल धनराशि और आंतरिक संसाधनों का प्रयोग वास्तव में उत्पादन कंपनी के पूँजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया जाए और अनुमोदित वित्तीय पैकेज का भाग रहे।

2-ऋण पूँजी पर ब्याज:

(क) ऋण पूँजी पर ब्याज की गणना इस विनियमावली में इंगित प्रणाली से प्राप्त ऋणों पर ऋण-वार की जाएगी।

(ख) 1 अप्रैल, 2024 को बकाया ऋण को इस विनियमावली के अनुसार सकल ऋण माना जाएगा, इसमें से 31 मार्च, 2024 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संचयी पुनर्भुगतान को घटाया जाएगा। प्रशुल्क अवधि के दौरान किसी वित्तीय वर्ष के पुनर्भुगतान को उस वित्तीय वर्ष के लिए अनुमन्य मूल्यहास के बराबर समझा जाएगा।

परिसंपत्तियों के अ-पूँजीकरण की दशा में, पुनर्भुगतान को अनुपात के आधार पर संचयी पुनर्भुगतान में समायोजित किया जाएगा और समायोजन ऐसी परिसंपत्ति के अ-पूँजीकरण की तिथि तक वसूल किये गये संचयी मूल्यहास से अधिक नहीं होंगे।

(ग) ब्याज की दर प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में वास्तविक ऋण के आधार पर गणना किये गए ब्याज की भारित औसत दर होगी और तदनुसार प्रत्येक वित्तीय वर्ष के वास्तविक ऋण संविभाग के आधार पर समायोजित की जाएगी।

(घ) यदि किसी विशेष वित्तीय वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण नहीं है, लेकिन मानक ऋण अभी भी बकाया है, तो अंतिम नियंत्रण अवधि के वास्तविक ऋण संविभाग की भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा:

परंतु है कि यदि उत्पादन स्टेशन के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है, यहां तक कि अंतिम नियंत्रण अवधि में भी उत्पादन कंपनी के ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया :

परंतु यह भी कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना के लिए ऋण पर ब्याज दर, जो उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई की वाणिज्यिक संचालन तिथि के बाद कमीशन की गई हो, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याजदर होगी, और यदि वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो नहीं है, तो उत्पादन कंपनी के ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याजदर पर विचार किया जाएगा, और इसकी अधिकतम सीमा 14% होगी:

परंतु यह भी कि दोनों परिदृश्यों में अर्थात् उत्पादन स्टेशन और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए यदि वास्तविक ऋण संविभाग की भारित औसत ब्याज दर विद्यमान नहीं है और यदि उत्पादन कंपनी के पास भी कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो ऋण के लिए ब्याज दर को SBI के 1 वर्ष के MCLR के रूप में माना जाएगा, जो प्रासंगिक वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को लागू है।

(ङ) उत्पादन कंपनी पुनः वित्त प्रबंध का प्रत्येक प्रयास करेगी जब तक कि इसका परिणाम लाभार्थियों के शुद्ध लाभ में न हो। ऐसे पुनः वित्त प्रबंध की सहयुक्त लागत का वहन लाभार्थियों द्वारा किया जाएगा और शुद्ध बचत को लाभार्थियों और उत्पादन कंपनी में 50:50 के अनुपात में बांटा जाएगा। उक्त तथ्यों को सांविधिक संपरीक्षक द्वारा प्रमाणित किया जाएगा।

(च) ऋण के निबंधन और शर्तों में परिवर्तन को ऐसे पुनः वित्त-प्रबंधन की तिथि से प्रदर्शित किया जाएगा और लाभ को लाभार्थियों में वितरित किया जाएगा।

(छ) यदि उत्पादन कंपनी द्वारा किसी ऋण-स्थगन अवधि का उपयोग किया जाए, तो ऋण-स्थगन के वर्षों के दौरान प्रशुल्क में दिए गए मूल्यहास को उन वर्षों के दौरान पुनर्भुगतान के रूप में माना जाएगा और तदनुसार ऋण पूँजी पर ब्याज की गणना की जाएगी।

(ज) यदि उत्पादन कंपनी ने समय के कुछ अंतराल के लिए ऋण के पूर्णव्यवस्थापन पर ब्याज की प्रचलित/परिवर्तनशील दर की संविदा की है तो ब्याज की दर में परिवर्तन के परिणाम को उत्पादन कंपनी द्वारा मूल्यांकित किया जाएगा और यह, पूर्णव्यवस्थापन सांविधिक संपरीक्षक द्वारा सम्यक रूप से प्रमाणित किया जायेगा और सुसंगत वित्तीय वर्ष के क्षमता प्रभार का ऐसे परिणाम के लिए समायोजित किया जाएगा और इस कारण प्रशुल्क में परिवर्तन के लिए आयोग से संपर्क किये बिना ही लाभार्थी को लाभ दिया जाएगा :

परंतु यह कि किसी विवाद की स्थिति में, ऐसे विवाद का कोई भी पक्षकार समुचित आवेदन के साथ आयोग जा सकता है और यह सुनिश्चित किया जाएगा कि उत्पादन कंपनी के भुगतान को विवाद के लंबित रहने की अवधि में रोका न जाए :

परंतु यह भी कि बैंक और वित्तीय शुल्क को अलग से अनुमत किया जाएगा, सत्यापन (True&up) के समय, विवेकपूर्ण जांच के बाद।

3-मूल्यह्रास:

प्रशुल्क के प्रयोजन के लिए, मूल्यह्रास की गणना निम्नलिखित रीति से की जाएगी, अर्थात:-

(क) मूल्यह्रास की गणना उत्पादन कंपनी या उसकी इकाई के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से की जाएगी। यदि उत्पादन कंपनी की सभी इकाइयों के प्रशुल्क के लिए एक ही प्रशुल्क को निर्धारित किए जाने की आवश्यकता है तो उत्पादन कंपनी के वाणिज्यिक परिचालन के प्रभावी दिन से मूल्यह्रास की गणना की जाएगी और इसमें अलग-अलग इकाइयों या उसके तत्वों के मूल्यह्रास पर विचार किया जाएगा :

परंतु वाणिज्यिक परिचालन का प्रभावी दिन वाणिज्यिक परिचालन के वास्तविक दिन और उत्पादन गृह की, जिसके लिए एक ही प्रशुल्क को निर्धारित किये जाने की आवश्यकता है, सभी इकाइयों की स्थापित क्षमता पर विचार करके निकाला जाएगा।

(ख) आयोग द्वारा यथास्वीकृत पूंजीगत लागत ही मूल्यह्रास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार होगी। उत्पादन गृह की बहुत सी इकाइयों की दशा में उत्पादन-गृह की भारित औसत आयु लागू की जाएगी। परिचालन के प्रथम वर्ष से ही मूल्यह्रास प्रभार्य योग्य होगा। वर्ष के कुछ भाग के लिए परिसंपत्तियों के परिचालन की दशा में, मूल्यह्रास को आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

(ग) परिसंपत्तियों की निस्तारण मूल्य को 10% समझा जाएगा और मूल्यह्रास परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक अनुमन्य होगा। पट्टे पर धारित भूमि से भिन्न भूमि और किसी जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में, जलाशय के लिए भूमि, मूल्यह्रास के योग्य परिसंपत्ति नहीं होगी और परिसंपत्ति की मूल्यह्रास योग्य मूल्य की गणना करते समय पूंजीगत लागत से उसकी लागत को निकाल दिया जाएगा :

परंतु जलीय उत्पादन-गृह की दशा में, बचे-खुचे निस्तारण मूल्य संयंत्र के विकास के लिए राज्य सरकार के साथ विकासकर्ताओं द्वारा हस्ताक्षरित अनुबंध में यथा व्यवस्थित होगा:

परंतु यह भी कि ह्रास हुई कीमत की संगणना के प्रयोजन के लिए जलीय उत्पादन गृह की परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत, नियमित प्रशुल्क के दीर्घ अवधि के विद्युत क्रय अनुबंध के अधीन, विद्युत की बिक्री के प्रतिशत के समान होगी:

परंतु यह भी कि आईटी उपकरण, सॉफ्टवेयर और भूमिगत केबल के निस्तारण मूल्य को शून्य माना जायेगा और मूल्यह्रास के लिये परिसंपत्तियों के 100% मूल्य पर विचार किया जायेगा।

(घ) नई परियोजना की स्थिति में, मूल्यह्रास की गणना वार्षिक आधार पर की जाएगी, जो इस विनियमावली के परिशिष्ट-3 में विहित दरों पर परिसंपत्ति की उपयोगी जीवन अवधि पर ऋजु रेखा प्रणाली आधारित होगी :

परंतु गृह को वाणिज्यिक परिचालन के प्रभावी दिनांक से 15 वर्ष की अवधि के पश्चात् बंद होने वाले वर्ष की 31 मार्च को बची हुई मूल्यह्रास योग्य कीमत को परिसंपत्तियों की अवशेष उपयोगी आयु में बराबर-बराबर बांट दिया जाएगा :

परंतु यह भी कि उत्पादन गृह की कम क्षमता के कारण किसी ह्रास को अनुमत कर दिया गया हो तो पश्चातवर्ती प्रक्रम पर उपयोगी आयु और वृद्धिकृत आयु के दौरान अनुमन्य नहीं किया जाएगा:

परंतु यह भी कि विद्यमान जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन कंपनी, लाभार्थियों की सहमति से, प्रशुल्क के अग्रतः प्रभार को कम करने के लिए परिशिष्ट-III में निर्धारित दर से कम दर पर मूल्यह्रास (डेप्रिसिएशन) चार्ज कर सकती है।

(ड) विद्यमान परियोजनाओं के मामले में, दिनांक 01.04.2024 को अवशेष द्वारा योग्य कीमत की परिसंपत्तियों की सकल ह्रास योग्य कीमत से 31.03.2024 तक आयोग द्वारा यथा स्वीकृत संचयी ह्रास को घटाकर निकाली जाएगी। ह्रास की दर को संचयी ह्रास के 70% पहुंचने तक परिशिष्ट-III में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभार्य योग्य बनाए रखा जाएगा। तत्पश्चात् अवशेष ह्रास योग्य कीमत परिसंपत्तियों की अवशेष आयु में बराबर-बराबर इस प्रकार बाँट दिया जाएगा कि अधिकतम ह्रास 90% से अधिक न हो :

परंतु यह कि उत्पादन-गृह की कम क्षमता के कारण किसी अनुमत ह्रास को पश्चातवर्ती प्रक्रम पर उपयोगी आयु और वृद्धिकृत आयु के दौरान अनुमत नहीं किया जायेगा :

परंतु यह भी कि विद्यमान जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन कंपनी, लाभार्थियों की सहमति से, प्रशुल्क के अग्रतः प्रभार को कम करने के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट-III में निर्धारित दर से कम दर पर मूल्यह्रास (डेप्रिसिएशन) चार्ज कर सकती है।

(च) उत्पादन कंपनी परियोजना के अंतिम चरण के दौरान (उपयोगी आयु के पूर्ण होने से पाँच वर्ष) पूर्व प्रस्तावित पूंजीगत व्यय का विवरण औचित्य और प्रस्तावित आयु विस्तार के साथ प्रस्तुत करेगी। आयोग ऐसे प्रस्तावों की विवेकपूर्ण जाँच के आधार पर परियोजना के अंतिम चरण के दौरान पूंजीगत व्यय पर मूल्यह्रास अनुमोदित करेगा।

(छ) उत्पादन गृह या उसकी किसी इकाई के संबंध में परिसंपत्तियों की अ-पूँजीकरण की दशा में संचयी मूल्यह्रास की उपयोगी सेवाओं के दौरान अ-पूँजीकृत परिसंपत्तियों द्वारा प्रशुल्क में वसूले गए मूल्यह्रास पर विचार करते हुए समायोजित किया जाएगा।

(ज) जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली उत्पादन स्टेशन के मूल क्षेत्र के भीतर लागू की जाती है और उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि समान है, वहाँ उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई सहित उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का मूल्यह्रास इस विनियम के उप-धारा (क) से (छ) तक के अनुसार आगणित किया जाएगा।

(झ) विद्यमान उत्पादन स्टेशन के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का मूल्यह्रास, जो अभी अपनी उपयोगी जीवन अवधि पूरी नहीं कर चुका है, या एक नया उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई, जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का संचालन उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद होता है, ऐसे उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि से वार्षिक मूल्यह्रास सीधी रेखा विधि (Straight Line Method) के आधार पर परिशिष्ट-III में निर्दिष्ट दरों पर किया जाएगा:

परंतु 12 वर्षों की अवधि के बाद, ऐसे उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि से संबंधित वर्ष की 31 मार्च तक का शेष मूल्यह्रास मूल्य अगले तेरह वर्षों की अवधि या उत्पादन स्टेशन के शेष कार्यात्मक जीवन के भीतर, जो भी कम हो, वितरित किया जायेगा :

परंतु यह भी कि यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का संचालन उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के वाणिज्यिक संचालन के 20वें वर्ष के बाद होता है लेकिन उत्पादन स्टेशन के उपयोगी जीवन की समाप्ति से पहले, तो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (ECS) पर मूल्यह्रास उस ECS के संचालन की तिथि से वार्षिक रूप से सीधी रेखा विधि के आधार पर, 10% के बचत मूल्य के साथ किया जाएगा, और मूल्यह्रास मूल्य उत्पादन स्टेशन के कार्यात्मक जीवन तक वसूला जाएगा।

4-परिचालन और अनुरक्षण व्यय:

ताप विद्युत उत्पादन स्टेशनों के मानक संचालन और रखरखाव व्यय निम्नानुसार होंगे:

(क) खंड (ख) के अधीन आच्छादित के सिवाय कोयले पर आधारित उत्पादन गृह:

(रुपये लाख/मेगावाट)

वित्तीय वर्ष	200/210/250 मेगावाट के सेट तक	300/330/350 मेगावाट के सेट	500 मेगावाट सेट	600/660 मेगावाट के सेट	800 मेगावाट और उससे ऊपर के सेट
2024-25	40.92	34.04	27.17	25.78	23.20
2025-26	43.07	35.83	28.60	27.13	24.42
2026-27	45.33	37.71	30.10	28.56	25.70
2027-28	47.71	39.69	31.68	30.06	27.05
2028-29	50.21	41.78	33.34	31.64	28.47

(ख)

वित्तीय वर्ष	हरदुआगंज (इकाई - 7)
2024-25	77.00
2025-26	79.71
2026-27	82.51
2027-28	85.40
2028-29	88.40

परंतु यदि व्यय का आंशिक उपयोग किया गया हो, तो अव्ययित राशि को आगामी वर्षों में संचालन और रखरखाव के खर्च की बढ़ी हुई आवश्यकता को पूरा करने की अनुमति दी जा सकती है।

(ग) 200/210/250/300/330/500/600/660 मेगावाट और उससे ऊपर के सेटों का संयोजन वाले उत्पादन गृहों के लिए, परिचालन और अनुरक्षण व्ययों की भारित औसत कीमत को अपनाया जाएगा।

(घ) परिचालन और अनुरक्षण व्यय के मानकीय मूल्य, जिसमें विद्यमान जलीय उत्पादन गृहों के लिए बीम सम्मिलित है, प्रशुल्क आदेश आयोग द्वारा यथा अनुमोदित होंगे जो पूर्ववर्ती नियंत्रण अवधि में अनुमोदित व्यय पर आधारित हो। इनमें 4.47% प्रति वर्ष की वृद्धि दर या कोई अन्य घटक जिसे आयोग द्वारा उचित समझा जाए, भी सम्मिलित है।

तापीय उत्पादन गृहों के जल प्रभारों, सुरक्षा खर्च, राख परिवहन खर्च और पूंजीगत कल-पुर्जों के विवेकपूर्ण जांच के बाद पृथक् से अनुमन्य किया जाएगा।

परंतु जल प्रभार संयंत्र की श्रेणी के आधार पर और शीतल जल प्रणाली की श्रेणी, या राज्य सरकार/उपयोगिताओं के साथ जल समझौता, और पर्यावरण, वन और जल संसाधन मंत्रालय द्वारा निर्धारित मानदंड, के आधार पर उपयुक्त जल पर विवेकपूर्ण जांच के अधीन अनुमन्य किया जाएगा।

परंतु यह भी कि उत्पादन स्टेशन को सत्यापन के समय वर्षवार वास्तविक पूंजीगत कल-पुर्जों का विवरण प्रस्तुत करना होगा, जिनकी लागत 10 लाख रुपये से अधिक हो साथ ही उचित तर्क प्रस्तुत करना होगा कि इन्हें खर्च क्यों किया गया और यह सिद्ध करना होगा कि इन्हें विशेष भत्ता के माध्यम से वित्त पोषित नहीं किया गया है या अतिरिक्त पूंजीकरण या भण्डार और कल-पुर्जों की खपत या नवीकरण और आधुनिकीकरण के रूप में दावा नहीं किया गया है।

(च) कोई भी अतिरिक्त O&M खर्च जो उत्पादन कंपनी द्वारा कानून में किसी परिवर्तन के कारण किया गया हो, उस पर प्रशुल्क के सत्यापन के टू-अप के समय विचार किया जाएगा।

परंतु ऐसे प्रभाव को केवल तब अनुमति दी जाएगी जब किसी वर्ष में कानून में परिवर्तन का कुल प्रभाव 5% से अधिक हो, जो परियोजना के लिए अनुमोदित सामान्य O&M खर्चों का हो।

(छ) राज्य सरकार द्वारा स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी के मामले में, वेतन या वेतन संशोधन के कार्यान्वयन के कारण होने वाला प्रभाव की प्रशुल्क के सत्यापन के समय अनुमति दी जाएगी।

(ज) कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के संचालन और रखरखाव खर्चों को स्वीकृत पूंजीगत व्यय (IDC और IEDC को छोड़कर) का 2% माना जाएगा, जो इसके संचालन की तिथि पर आधारित होगा, और इसे प्रशुल्क अवधि के दौरान 31 मार्च, 2029 तक वार्षिक रूप से 5.25% की दर से बढ़ाया जाएगा।

परंतु जिप्सम या अन्य उपोत्पादों की बिक्री से उत्पन्न आय को संचालन और रखरखाव खर्चों से घटा दिया जाएगा।

(झ) इस विनियमावली के प्रारंभ की तिथि को या उसके पश्चात वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित जलीय उत्पादन-गृहों की दशा में, आधारभूत परिचालन और अनुरक्षण व्ययों को मूल परियोजना लागत के 3.50% और 5.0% पर नियत किया जाएगा (इसमें पुनरुद्धार और पुनर्स्थापन कार्यों की लागत सम्मिलित नहीं है) यह 200 मेगावाट से कम की परियोजनाओं के गृहों के वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष और क्रमशः 200 मेगावाट से अधिक क्षमता के गृहों के लिए होगी और पश्चातवर्ती वर्षों के लिए 6.64% प्रति वर्ष की वार्षिक वृद्धि के अधीन होगी।

(अ) उत्पादन-गृह समुचित औचित्य के साथ सत्यापन के समय उपयुक्त वास्तविक कल पुर्जों का वर्ष-वार विवरण प्रस्तुत करेगा और इस दावे की अभिपुष्टि करेगा कि यह विशेष भत्ते से वित्त पोषित नहीं है और अतिरिक्त पूंजीकरण के भाग या भण्डार और कलपुर्जों के उपभोग और पुनरुद्धार या आधुनिकीकरण के लिये दावा नहीं किया गया है।

5-कार्यशील पूंजी पर ब्याज:

(क) कार्यशील पूंजी, मानक आधार पर अनुमन्य की जायेगी। कोयला आधारित विद्युत गृह के लिए निम्नलिखित सम्मिलित किये जायेंगे-

(i) समीपवर्ती (पिट हेड) विद्युत गृहों के लिए 10 दिनों के लिए कोयले की लागत तथा सुदूरवर्ती (नान पिट हेड) विद्युत उत्पादन गृहों के लिए 20 दिनों के कोयले की लागत, जो उपलब्धता लक्ष्य के अनुरूप हो या अधिकतम कोयला स्टॉक भण्डारण क्षमता जो भी कम हो।

(ii) लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप उत्पादन के लिए 30 दिनों के कोयले का अग्रिम भुगतान।

(iii) लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप दो महीनों के लिए द्वितीयक ईंधन तेल की लागत और एक से अधिक द्वितीयक ईंधन तेल के प्रयोग के मामले में मुख्य अनुषंगी ईंधन तेल के लिए, ईंधन तेल भण्डार की लागत।

(iv) एक माह के लिए परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय, विनियम 25(3)(d) के अनुसार;

(v) परिचालन और अनुरक्षण व्यय के 20% की दर से अनुरक्षण कलपुर्जों;

(vi) क्षमता प्रभारों के 45 दिनों के बराबर प्राप्य तथा लक्ष्य उपलब्धता पर आगणित विद्युत की बिक्री के लिए ऊर्जा प्रभार।

(ख) इस विनियमावली की मद (क) के उप प्रस्तर (i) एवं (ii) के अंतर्गत आवरित ईंधन लागत उत्पादन कम्पनी द्वारा किये गये प्राप्ति लागत (मानक, पारगमन एवं संचालन हानियों को विचार में लेते हुए) तथा ईंधन की 'सकल कैशेरिफिक वैल्यू 'प्राप्ति आधार पर' पर आधारित अवधि, जिसके लिए प्रशुल्क निर्धारित किया जाना है, के प्रथम माह के पूर्व तीन महीनों के लिए होगी और प्रशुल्क अवधि में कोई ईंधन मूल्य अमृविद्धि नहीं दी जायेगी।

(ग) कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए;

(i) लाइमस्टोन या अभिकर्मकों की लागत, जो 20 दिनों के स्टॉक के लिए हो, जो सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप हो;

(ii) अभिकर्मकों की लागत के लिए 30 दिनों का अग्रिम भुगतान, जो सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप हो;

(iii) प्राप्ति जो 45 दिनों के अतिरिक्त क्षमता शुल्क और अतिरिक्त ऊर्जा शुल्क के बराबर हों, जो सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के आधार पर विद्युत बिक्री के लिए आगणित की जाती हैं;

(iv) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए एक महीने का संचालन और रखरखाव खर्च;

(v) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में संचालन और रखरखाव खर्च का 20% रखरखाव कलपुर्जों के लिये।

(घ) जल विद्युत गृहों (पंप स्टोरेज हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन सहित) के लिए कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित होंगे;

(i) एक मास के लिए परिचालन और अनुरक्षण व्यय;

(ii) परिचालन और अनुरक्षण व्यय का 15% की दर से कल पुर्जों का अनुरक्षण; और

(iii) वार्षिक नियत लागत का 45 दिन के बराबर प्राप्य।

(ङ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर मानक पर आधारित होगी तथा दिनांक 01 अप्रैल, 2024 को या प्रशुल्क अवधि 2024-29 के मध्य वर्ष की पहली अप्रैल को बैंक दर के रूप में विचारित की जाएगी, जिस अवधि में विद्युत-गृह या उसकी इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित की जाती है, इसमें से जो भी बाद में हो:

परंतु सत्यापन की दशा में, कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर पर प्रशुल्क अवधि 2024-29 के दौरान वित्तीय वर्ष की प्रत्येक 1 अप्रैल को बैंक दर पर विचार किया जायेगा।

(च) कार्यशील पूंजी पर ब्याज मानक आधार पर देय होगा, इस पर विचार किये बिना कि उत्पादन कम्पनी ने किसी वाह्य संस्था से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया है।

26—डिकमीशनिंग:

यदि किसी उत्पादन स्टेशन या उसकी यूनिट को, सीईए या किसी अन्य कानूनी प्राधिकरण द्वारा प्रमाणित किए जाने के बाद, यह कहा जाता है कि कोई संपत्ति संचालन योग्य नहीं है या पर्यावरणीय चिंताओं, सुरक्षा मुद्दों, प्रणाली उन्नयन, या इन कारकों के संयोजन के कारण, इसे बदलने की आवश्यकता है, जो उत्पादन कंपनी पर आरोपणीय नहीं हैं, तो पुनः अप्राप्त मूल्यह्रास राशि को केस-दर-केस आधार पर पुनः प्राप्त करने की अनुमति दी जा सकती है, परन्तु ऐसे प्रोजेक्ट के निष्पादन के बाद बचत मूल्य या प्राप्ति मूल्य, जो भी उच्च हो, को सही ढंग से समायोजित किया गया हो :

परंतु वसूली का तरीका, जिसमें यह निर्दिष्ट किया जाएगा कि कितनी किस्तों में ऐसी पुनः अप्राप्त वाली मूल्यह्रास राशि की अनुमति दी जाएगी, आयोग द्वारा केस-दर-केस आधार पर निर्धारित किया जाएगा :

परंतु यह भी कि ऐसी वसूली में किसी भी विलंब पर कोई भी पूंजीकरण लागत की अनुमति नहीं दी जाएगी।

अध्याय-6**क्षमता और ऊर्जा प्रभारों की गणना****27—क्षमता प्रभारों की बिलिंग एवं भुगतान:**

क्षमता प्रभारों के बिल बनाना और भुगतान का कार्य निम्नलिखित रीति से मासिक आधार पर किया जाएगा;

1—तापीय उत्पादन गृह के लिए, प्रत्येक लाभार्थी उत्पादन-गृह में स्थापित क्षमता में अपने प्रतिशित अंश के अनुपात में ऊर्जा प्रभारों का भुगतान करेगा।

2—उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की निश्चित लागत की इन नियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर वार्षिक रूप से गणना की जाएगी और अतिरिक्त क्षमता शुल्क के तहत मासिक आधार पर वसूली जाएगी। किसी उत्पादन स्टेशन के लिए कुल अतिरिक्त क्षमता शुल्क उसके लाभार्थियों द्वारा उनके संबंधित प्रतिशत हिस्से या उत्पादन स्टेशन की क्षमता में आवंटन के अनुसार साझा किया जाएगा:

परंतु यदि उत्पादन स्टेशन या उसका कोई यूनिट नवीनीकरण और आधुनिकीकरण या उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना के कारण बंद है, तो उस स्थिति में उत्पादन कंपनी को केवल संचालन और रखरखाव ओएंडएम खर्च और ऋण पर ब्याज की वसूली की अनुमति दी जाएगी।

3—जलीय उत्पादन गृह के लिए, प्रत्येक लाभार्थी उत्पादन गृह की कुल विक्रय योग्य क्षमता में अपने प्रतिशत के अनुपात में ऊर्जा प्रभारों का भुगतान करेगा। विक्रय योग्य क्षमता का आशय कुल क्षमता में से (आईपीपी) की दशा में, यदि कोई, गृहराज्य (राज्यों) की मुक्त क्षमता को घटाने से है।

टिप्पणी-1 राज्य क्षेत्र उत्पादन गृहों की कुल क्षमता का आवंटन समय-समय पर राज्य सरकार द्वारा किया जाता है।

टिप्पणी-2 लाभार्थी अपने आवंटित अंश के किसी भाग को समर्पित करने का प्रस्ताव कर सकता है। ऐसी स्थिति में विद्युत अंतरण और विशिष्ट अनुबंधों की तकनीकी संभाव्यता पर निर्भर रहते हुए उत्पादन कंपनी का अन्य राज्यों के साथ ऐसे अंतरण के लिए हुई व्यवस्था के आधार पर और राज्य सरकार द्वारा एक विशिष्ट अवधि के लिए लाभार्थियों के अंशों को पुनः आवंटित किया जा सकता है। जब ऐसा पुनः आवंटन किया जाता है तो वे लाभार्थी जो अपने अंशों को समर्पित करते हैं, अभ्यर्पित अंश के लिए क्षमता प्रभारों का भुगतान करने के लिए दायी नहीं होंगे। अभ्यर्पित अंश और पुनः आवंटन के लिए क्षमता प्रभारों का भुगतान उस लाभार्थी द्वारा किया जाएगा जिसे अभ्यर्पित क्षमता आवंटित हुई है। उपर्युक्त के अनुसार क्षमता के पुनः आवंटन की अवधि को छोड़कर उत्पादन गृह के लाभार्थी आवंटित क्षमता अंशों के अनुसार पूरे नियत प्रभारों का भुगतान करना जारी रखेंगे।

4—लाभार्थियों को अपनी क्षमता अंशों के उपयोग करने के लिए किसी संव्यवहार का पराक्रमण करने की पूर्ण स्वतंत्रता होगी। ऐसे मामलों में, लाभार्थी, जिनका उत्पादन गृह की क्षमता में आवंटन है, क्षमता प्रभारों और ऊर्जा प्रभारों का पूर्ण भुगतान का दायी होगा। (इसमें विद्युत की बिक्री के लिए संव्यवहार के पराक्रमण सम्मिलित है) जो क्रमशः उसके कुल आवंटन और अनुसूची के समान हो।

5-यदि दिन प्रतिदिन परिचालन के दौरान कोई क्षमता रह जाती है, तो राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्य के सभी लाभार्थियों और अन्य राज्यों/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्रों को इस प्रकार परामर्श देगा कि ऐसी क्षमता की द्विपक्षीय व्यवस्था के माध्यम से प्रयुक्त हो सके। यह व्यवस्था संबंधित उत्पादन कंपनी या संबंधित लाभार्थी (लाभार्थियों) के साथ राज्य भार प्रेषण केन्द्र को सूचित करके की जाएगी।

6-(क) थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के लिए कुल क्षमता/अतिरिक्त शुल्क और जलविद्युत जनरेटिंग स्टेशन के लिए कुल शुल्क उसके लाभार्थियों द्वारा उनके संबंधित प्रतिशत हिस्से/उत्पादन स्टेशन की क्षमता में आवंटन के अनुसार साझा किया जाएगा। किसी थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के लिए एक कैलेंडर माह के लिए देय क्षमता शुल्क निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना किया जाएगा:

$$\begin{aligned}
 CC1 &= (AFC/12) (PAF1 /NAPAF), (AFC/12) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC2 &= [(AFC/6)(PAF2 /NAPAF), (AFC/6)] - CC1 \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC3 &= [(AFC/4) (PAF3 /NAPAF), (AFC/4)] - (CC1+CC2) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC4 &= [(AFC/3) (PAF4 /NAPAF), (AFC/3)] - (CC1+CC2+CC3) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC5 &= [(AFC \times 5/12) (PAF5 /NAPAF), (AFC \times 5/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC6 &= [(AFC/2) (PAF6 /NAPAF), (AFC/2)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC7 &= [(AFC \times 7/12) (PAF7 /NAPAF), (AFC \times 7/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC8 &= [(AFC \times 2/3) (PAF8 /NAPAF), (AFC \times 2/3)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC9 &= [(AFC \times 3/4) (PAF9 /NAPAF), (AFC \times 3/4)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC10 &= [(AFC \times 5/6) (PAF10 /NAPAF), (AFC \times 5/6)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC11 &= [(AFC \times 11/12) (PAF11 /NAPAF), (AFC \times 11/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9+CC10) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC12 &= [(AFC) (PAFY /NAPAF), (AFC)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9+CC10+CC11) \text{ की सीमा के अधीन}
 \end{aligned}$$

जहाँ,

एएफसी- वर्ष के लिए थर्मल जनरेटिंग स्टेशन या इसके उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए निर्दिष्ट वार्षिक निश्चित लागत, जो रूप में होगी, जैसा कि मामला हो।

एनएपीएफ-मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक प्रतिशत में

पीएफएम-मास के आखिर तक प्राप्त प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता घटक

पीएफवाई-वर्ष के दौरान प्राप्त प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता घटक (क्रमशः प्रथम, द्वितीय, तृतीय, चतुर्थ, पांचवे, छठे, सातवें, आठवें, नवें, दसवें, ग्यारहवें और बारहवें मास के लिए क्षमता के प्रभार)

सीसी-1- सीसी -12 (क्रमशः प्रथम, द्वितीय, तृतीय, चतुर्थ, पांचवे, छठे, सातवें, आठवें, नवें, दसवें, ग्यारहवें और बारहवें मास के लिए क्षमता प्रभार)

(ख) विशिष्ट मास के अंत तक पीएफएम या पीएफवाई निम्नलिखित सूत्र के अनुसार निकाला जाएगा:

$$\text{पीएफएम या पीएफवाई} = 10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / [N \times CC \times (100 - AUX)] :$$

जहाँ,

AUX = मानकीय सहायिकीय ऊर्जा उपभोग प्रतिशत में।

DC_i = औसत घोषित क्षमता (महा संवाहक तारों की मेगावाट में) मास के विशिष्ट दिनों के लिए अर्थात् यथास्थिति, मास या वर्ष दिन के अवसान पर संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा यथा प्रमाणित।

CC = उत्पादन स्टेशन की संविदात्मक क्षमता

N = अवधि के दौरान दिनों की संख्या

टिप्पणी— डी सी आई और सी सी में उत्पादन इकाइयों की, जो वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित नहीं हैं, क्षमता सम्मिलित नहीं होगी। यदि संबंधित अवधि के दौरान सी सी में परिवर्तन हो तो उसका औसत लिया जाएगा।

7-(क) जलीय उत्पादन के क्षमता प्रभारों का भुगतान (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) लाभार्थी (लाभार्थियों) द्वारा किया जाएगा, इसमें उत्पादन कंपनी के राज्य/क्षेत्र से बाहर वाले लाभार्थी भी सम्मिलित हैं। यह भुगतान निम्नलिखित के अनुसार प्रत्येक माह और संबंधित उत्पादक गृह में अपने अंशों के अनुपात में कलेण्डर मास में किया जाएगा और निम्नलिखित के बराबर होगा।

AFC X 0.5 X NDM/NDY X (PAFM/NAPAF) रूप्यों में,

जहाँ,

AFC= वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत (रूप्यों में)

NAPAF= मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक (प्रतिशत में)

NDM= माह में दिनों की संख्या

NDY= वर्ष में दिनों की संख्या

PAFM= माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक (प्रतिशत में)

(ख) विशिष्ट मास के अंत तक चार्ज की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी।

N

पीएफएम = $10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / [N \times CC \times (100 - AUX)] :$

i=1

जहाँ,

AUX = मानकीय सहायी ऊर्जा उपभोग (%) में

DC_i = मास के विशिष्ट दिन के लिए घोषित क्षमता (महा संवाहक तारों पर मेगावाट में) जिसे विद्युत गृह कम से कम तीन घंटे बनाये रखे, जैसा दिन के अवसान पर नोडल भार प्रेषण केंद्र द्वारा प्रमाणित हो।

CC = उत्पादन स्टेशन की संविदात्मक क्षमता

N = माह में दिनों की संख्या

8-उत्पादन कंपनी प्रत्येक सितंबर और मार्च के माह में इस विनियमावली के परिशिष्ट-1 में यथा विनिर्दिष्ट लागत, व्यय और परिचालन का डाटा प्रस्तुत करेगी।

28-तापीय उत्पादन गृहों के परिचालन के मानक:

(एक) पूर्ण क्षमता (नियत) प्रभारों की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता (एन पी ए एफ)

(क) उप खंड (ख) के अधीन आच्छादित को छोड़कर सभी तापीय विद्युत उत्पादन गृह - 85% :

परंतु उन उत्पादन स्टेशनों के लिए, जिन्होंने 31.03.2024 तक (वाणिज्यिक परिचालन तिथि) सीओडी 30 साल पूरे कर लिए हैं, निर्धारित शुल्क की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता 83: कर दी जाएगी।

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	लक्ष्य उपलब्धता
1.	ओबरा- बी, टी पी एस	80%
2.	हरदुआगंज (ईकाई - 7)	65%

टिप्पणी-1-लक्ष्य उपलब्धता के स्तर के नीचे क्षमता (नियत) प्रभारों की वसूली अनुपात के आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता पर कोई भी क्षमता प्रभार देय नहीं होंगे।

टिप्पणी-2-पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण या क्षमता के लुप्त होने या उसकी दर में कमी होने के कारण ईकाई (इकाइयों) की अनुपलब्धता की दशा में, ऐसी इकाइयों की अवशिष्ट प्रभावी क्षमता को संयंत्र उपलब्धता की गणना के प्रयोजन के लिए विचार किया जायेगा।

टिप्पणी-3 तापीय समर्थित अनुदेश की दशा में, क्षमता (नियत) प्रभार उपलब्धता के आधार पर देय होंगे।

(दो) प्रोत्साहन के लिए लक्ष्य संयंत्र भार घटक

(क) समय-समय पर विभिन्न आदेशों के माध्यम से आयोग द्वारा परिभाषित शीर्ष दिन के समय के घंटों के दौरान 15 मिनट के ब्लॉक के आधार पर प्रोत्साहन, नीचे दिए गए खंड (ख) के अनुसार को छोड़कर, उस 15 मिनट के ब्लॉक के दौरान मासिक रूप से देय होगा :

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	लक्ष्य पी एल एफ
1	ओबरा- बी, टी पी एस	80%
2	हरदुआगंज (ईकाई - 7)	65%

परंतु उन उत्पादन स्टेशनों के लिए, जिन्होंने 31.03.2024 तक सी ओ डी (वाणिज्यिक परिचालन तिथि) 30 साल पूरे कर लिए हैं, प्रोत्साहन के लिए लक्ष्य संयंत्र उद्भार गुणक 83% कर दिया जाएगा।

(तीन) सकल गृह उष्मा दर (जी एस एच आर)

(क) उप खंड (ख) के अधीन आच्छादित के सिवाय उन कोयलों पर आधारित तापीय विद्युत उत्पादन गृह के मामले में जिन्होंने दिनांक 01.04.24 के पूर्व सी ओ डी प्राप्त कर ली है:

200 मेगावाट के सेट के नीचे	200 / 210 / 250 / 300 / 330 / 350 मेगावाट के सेट	500 मेगावाट	500 मेगावाट के सेट के ऊपर
2840 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा	2430 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा	2390 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा	2270 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा

टिप्पणी -1—500 मेगावाट और उससे ऊपर की इकाइयों के संबंध में जहां बॉयलर फीड पंपों को विद्युत से परिचालित किया जाता है, सकल गृह उष्मा दर ऊपर इंगित की तुलना में 40 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा होगी,

टिप्पणी -2—जिन उत्पादन गृहों में 200/210/250/300/330/350 मेगावाट के सेटों और 500 मेगावाट और ऊपर के सेट का संयोजन है, मानकीय सकल गृह उष्मा दर संयोजनों का भारित औसत सकल गृह उष्मा दर होगी।

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	जी एस एच आर
1	ओबरा- बी, टी पी एस	2755
2	हरदुआगंज (ईकाई - 7)	2625

(ग) कोयले पर आधारित नये तापीय विद्युत उत्पादन गृह जिनका सीओडी0 दिनांक 01.04.2024 या उसके पश्चात है,

सकल गृह उष्मा दर=1.045 X डिजाइन उष्मा दर (किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा)

जहाँ, उत्पादन इकाई के डिजाइन उष्मा दर का तात्पर्य 100% एम सी आर शर्तों पर आपूर्तिकर्ता द्वारा गारंटी दी गई इकाई उष्मा दर से है, वहां शून्य प्रतिशत कमी पूर्ति, डिजाइन कोयला और डिजाइन शीतल जल का तापमान/- पृष्ठ दबाव पर ध्यान दिया जाएगा :

परंतु डिजाइन उष्मा दर निम्नलिखित अधिकतम डिजाइन से अधिक नहीं होगी। इकाई की उष्मा दरें इकाई के दबाव और तापमान रेटिंग्स पर आधारित होते हैं।

किलोग्राम/ सीएम2)	150	170	170	247	247	270	270
एस एच टी/ आर एच टी (सी)□	535 / 535	537 / 537	537 / 565	537 / 565	565 / 593	593 / 593	600 / 600
बी एफ पी का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित
अधिकतम टरबाइन उष्मा दर (किलो कैलोरी/ किलो वाट घंटा)	1955	1950	1935	1900	1850	1810	1800

दबाव रेटिंग (किलो ग्राम/ सीएम2)	150	170	170	247	247	270	270
नीचे का राल वाला भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
राल युक्त आयातित भारतीय कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895

अधिकतम बनावट इकाई उष्मा दर (किलो कैलोरी/ किलोवाट घंटा)

नीचे का राल वाला भारतीय कोयला	2273	2267	2250	2222	2151	2105	2081
राल युक्त आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135	2078	2034	2022

परंतु यह भी कि यदि इकाई का दबाव और तापमान के मानक ऊपर की रेटिंग्स से भिन्न हैं, तो उस वर्ग की निकटतम अधिकतम डिजाइन इकाई उष्मा दर पर विचार किया जाएगा;

परंतु यह भी कि जहाँ इकाई उष्मा दर की प्रतिभूति नहीं दी गई है लेकिन टरबाइन साइकिल उष्मा दर और बायलर दक्षता पृथक से उसी आपूर्तिकर्ता या भिन्न आपूर्तिकर्ताओं द्वारा प्रतिभूति दी गई है, तो इकाई डिजाइन उष्मा दर को प्रतिभूत्य टरबाइन साइकिल उष्मा दर और बायलर दक्षता का प्रयोग करके प्राप्त किया जाएगा:

परंतु यह भी कि जहाँ बायलर दक्षता नीचे का राल वाला भारतीय कोयला के लिए 86% से नीचे है और रालयुक्त आयातित कोयले के लिए 89% है, तो उसे ही क्रमशः नीचे के राल वाले भारतीय कोयला और रालयुक्त आयातित कोयला से गृह उष्मा दर की गणना के लिए समझा जाएगा:

परंतु यह भी कि अधिकतम टरबाइन साइकिल उष्मा दर का शुष्क शीतन प्रणाली की श्रेणी के लिए समायोजन किया जाएगा:

परंतु यह भी कि यदि एक या अधिक उत्पादन इकाइयों को दिनांक 01.04.2024 के पूर्व वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित किया गया हो तो उन उत्पादन इकाइयों और दिनांक 01.04.2024 को या उसके पश्चात वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित उत्पादन इकाइयों की उष्मा दर की मानक प्रशुल्क अवधि 2019-24 के दौरान आयोग द्वारा विचारित उष्मा दर मानकों के न्यूनतम होंगे या वे होंगे जो इस विनियमावली के अनुसार उक्त सिद्धांत या मानकों से प्राप्त हों।

टिप्पणी—

उन उत्पादन इकाइयों के संबंध में जहाँ बॉयलर पोषित पंपों को विद्युत द्वारा परिचालित किया जाता है, अधिकतम डिजाइन इकाई उष्मा दर 40 किलो कैलोरी/किलो वाट घंटा से कम होगी जैसा कि टरबाइन द्वारा चालित बॉयलर पोषित पंपों के संबंध में अधिकतम डिजाइन उष्मा दर ऊपर विनिर्दिष्ट है।

(चार) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग (एसएफओसी)

(क) कोयले पर आधारित सभी उत्पादन गृह सिवाय उनके जो उप खंड (ख) के अधीन आच्छादित हैं—
0.5 ml / kwh

क्रम-संख्या	संयंत्र का नाम	SFOC
1	ओबरा-बी, टी पी एस	2.1
2	हरदुआगंज (ईकाई - 7)	2.5

(पाँच) सहायिकी ऊर्जा उपभोग

(क) कोयले पर आधारित उत्पादन गृह सिवाय उनके जो उप खंड (ख) के अधीन आच्छादित हैं:

क्रम-संख्या	उत्पादन गृह	प्राकृतिक वायु शीतन टावर के साथ या शीतन टावर से रहित
1	200 मेगावाट तक और उसकी श्रृंखला इसमें सम्मिलित है	
	वाष्प चालित बॉयलर पोषित पंप	8.5%
	विद्युत चालित बॉयलर पोषित पंप	
2	300/330/350 मेगावाट श्रृंखला	
	वाष्प चालित बॉयलर पोषित पंप	5.75%
	विद्युत चालित बॉयलर पोषित पंप	8.0%
3	500 मेगावाट और उसके उपर की श्रृंखला	
	वाष्प चालित बॉयलर पोषित पंप	5.75%
	विद्युत चालित बॉयलर पोषित पंप	8.0%

परंतु यह कि उन तापीय उत्पादन गृहों के लिए जिनमें वायु शीतन टॉवर्स लगे हुए हैं और जहाँ ट्यूब टाइप कोल मिल का प्रयोग होता है, मानकों को क्रमशः 0.5% और 0.8% की दर से बढ़ा दिया जाएगा :

परंतु यह भी कि सीएफबीसी प्रौद्योगिकी पर आधारित 50 मेगावाट तक के उत्पादन गृहों के लिए मानकों में 1% की और वृद्धि की जाएगी :

परंतु यह भी कि अतिरिक्त सहायिकी ऊर्जा उपभोग को शुष्क शीतन प्रणाली वाले संयंत्रों के लिए अनुमन्य किया जाएगा :

शुष्क शीतन प्रणाली का प्रकार	(सकल उत्पादन का प्रतिशत)
यांत्रिकी वायु पंखों के साथ सीधे वायु से शीतन करने वाले संघनित्र युक्त	1%
अपरोक्ष शीतन प्रणाली जिसमें जेट संघनित्र लगे हों और दबाव को पूर्ण करने वाली टरबाइन हो और स्वाभाविक वायु टावर हो	0.5%

(ख)

क्रम-संख्या	संग्रह का नाम	सहायिकी
1	ओबरा- बी, टी पी एस	9.7
2	हरदुआगंज (ईकाई - 7)	9.5

(छ:) आंशिक भार परिचालन के लिए प्रतिकर-

उद्भार संचालन को ग्रिड कोड के अनुसार संचालन मानदंडों में परिवर्तन के लिए मुआयजा दिया जा सकता है।

(सात) थर्मल उत्पादन स्टेशनों के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (AUXen) के लिए सहायक ऊर्जा खपत के मानदंड:

प्रौद्योगिकी का नाम	AUXen (सकल उत्पादन का प्रतिशत के रूप में)
1. सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए:	
(a) गीला चूना आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस-टू-गैस हीटर के बिना)	1.00%
(b) चूना स्प्रे सोखक या अर्द्ध-शुष्क एफजीडी प्रणाली	1.00%
(c) ड्राई सोबैट इंजेक्शन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करते हुए)	कुछ नहीं या शून्य
(d) सीएफबीसी पावर प्लांट के लिए (भट्टी इंजेक्शन)	कुछ नहीं या शून्य
(e) समुद्री जल आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस-टू-गैस हीटर के बिना)	कुछ नहीं या शून्य
2. नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए:	
(a) चयनात्मक गैर-उत्प्रेरक पराभव	1.00%
(b) चयनात्मक उत्प्रेरक पराभव	कुछ नहीं या शून्य

परंतु जहाँ तकनीकी प्रणाली "गैस-टू-गैस" हीटर के साथ स्थापित की जाती है, वहां ऊपर निर्दिष्ट AUXen को सकल उत्पादन के 0.20% तक बढ़ा दिया जाएगा।

a- अभिकर्मकों की खपत के मानदंड :

(i) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए विशिष्ट अभिकर्मकों की सामान्य खपत निम्नलिखित के अनुसार होगी :

(a) गीला चूना आधारित फ्लू गैस डीसल्फयूरिजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिए: विशिष्ट चूना खपत की (g/kWh) निम्नलिखित सूत्र द्वारा गणना की जाएगी:

$$[K \times \text{मानक ऊष्मा दर (kcal/kWh)} \times \text{कोयले का सल्फर प्रतिशत} / \text{CVPF (kcal/Kg)}] \text{ में, } \times [85\text{LP}] \text{ g/kWh}$$

जहां,

CVPF =

(A) कोयले आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में कोयले का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति, जिसकी इन नियमों के तहत नियम 25(7) के अनुसार गणना की गई है;

(B) लिग्नाइट आधारित थर्मल जनरेटिंग स्टेशनों के लिए लिग्नाइट का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति, जो प्राप्त लिग्नाइट के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में है, जैसा लागू हो।

LP = चूना पत्थर प्रतिशत में,

परंतु K का मान (35.2 X डिजाइन SO₂ हटाने की दक्षता / 96%) के बराबर होगा, ताकि SO₂ उत्सर्जन मानक 100/200 मिलीग्राम / Nm³ का पालन किया जा सके, या (26.8 X fMtkbu SO₂ हटाने की दक्षता / 73%) उन इकाइयों के लिए होगा जो SO₂ उत्सर्जन मानक 600 मिलीग्राम / Nm³ का पालन करती हैं;

परंतु यह भी कि चूने की शुद्धता 85: से कम नहीं होनी चाहिए।

(इ) चूना स्प्रे सोखक या अर्धशष्क फ्लू गैस डीसल्फयूरिजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिए: विशिष्ट चूने की खपत को चूने की न्यूनतम शुद्धता (एलपी) के आधार पर $[6 \times 90 / LP]$ g/kWh के सूत्र से आगणित किया जाएगा।

(ब) ड्राई सोबैट इंजेक्शन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करते हुए): सोडियम बाइकार्बोनेट की विशिष्ट खपत 100: शुद्धता पर 12 g/kWh होगी।

(क) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी (भट्टी इंजेक्शन) आधारित उत्पादन स्टेशन के लिए: सीएफबीसी आधारित उत्पादन स्टेशन (भट्टी इंजेक्शन) के लिए विशिष्ट चूने की खपत की निम्नलिखित सूत्र से गणना की जाएगी:

$$[62.9 \times S \times SHR/CVPF] \times [85/LP]$$

जहां,

S = सल्फर का प्रतिशत,

LP = चूने की शुद्धता प्रतिशत में,

SHR = सकल स्टेशन हीट रेट, तबसंधी में,

CVPF = (a) लिग्नाइट आधारित थर्मल जनरेटिंग स्टेशनों के लिए प्राप्त लिग्नाइट का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति, kcal/kg में,

(e) समुद्री जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फयूरिजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिए: समुद्री जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फयूरिजेशन (थल्व) प्रणाली में प्रयुक्त प्रतिक्रियाशील पदार्थ शुन्य होगा।

(ii) नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए अभिकर्मकों की मानक खपत निम्नलिखित होगी:

(a) चयनात्मक गैर-उत्प्रेरक पराभव (एसएनसीआर) प्रणाली के लिए: एसएनसीआर प्रणाली की विशिष्ट यूरिया खपत 100: यूरिया की शुद्धता पर 1.2 ह प्रति गी होगी।

(b) चयनात्मक उत्प्रेरक पराभव (एससीआर) प्रणाली के लिए: एससीआर प्रणाली की विशिष्ट अमोनिया खपत 100: अमोनिया की शुद्धता पर 0.6 ह प्रति गी होगी।

29-जल विद्युत उत्पादन गृहों के लिए मानक:

(एक) पूर्ण क्षमता प्रभारों की वसूली के लिए वार्षिक मानक संयंत्र उपलब्धता गुणक

(क) 8% तक के पूर्ण जलाशय स्तर और न्यूनतम जल सिंचित स्तर के मध्य भिन्नता वाले जल संग्रह और सरोवर युक्त संयंत्र और जहां संयंत्र उपलब्धता तलछट के कारण प्रभावित नहीं होती है: 90%

(ख) जल संग्रह और सरोवर युक्त संयंत्रों की स्थिति में जहां पूर्ण जलाशय स्तर और न्यूनतम जल स्तर के मध्य अंतर 8% से अधिक है और जब संयंत्र की उपलब्धता तलछट से प्रभावित न होती हो, तो मासिक आधार पर उच्चतम क्षमता वाले गृहों के लिए जैसा कि परियोजना प्राधिकारियों द्वारा बीपीआर में दिया गया है (सीईए या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित) एनएपीएफ के निर्धारण के लिए आधार होगा :

(ग) सरोवर युक्त संयंत्रों के लिए जहां संयंत्र उपलब्धता तलछट से अत्यधिक प्रभावित होती है : 85%

(घ) सरोवर रहित संयंत्रों की स्थिति में एनएपीएफ का निर्धारण संयंत्र के आधार पर किया जाएगा जो 10-दिवस डिजाइन ऊर्जा डाटा पर आधारित होगा और पिछले अनुभव के आधार पर उपान्तरण किया जाएगा जहां कहीं यह उपलब्ध या सुसंगत हो:

टिप्पणी-1—क्षमता प्रभारों की वसूली आनुपातिक रूप से नहीं होगी यदि उत्पादन गृह विहित मानकीय स्तरों के नीचे एनएपीएफ पर पहुँचता है। शून्य एनएपीएफ पर, किसी भी क्षमता प्रभार का भुगतान उत्पादन गृह को देय नहीं होगा।

टिप्पणी-2—पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण के कारण इकाई (इकाइयों) की अनुपलब्धता की दशा में, ऐसी क्षमता को घटाकर शेष प्रभावी क्षमता पर एनएपीएफ की गणना के प्रयोजन के लिए विचार किया जाएगा

(ड) पंप-संचालित भंडारण जलीय उत्पादन स्टेशनों के मामले में, निचले जलाशय से ऊपरी जलाशय में पानी पंप करने के लिए आवश्यक बिजली की मात्रा को लाभार्थियों द्वारा इस प्रकार व्यवस्थित किया जाएगा कि वह उत्पादन स्टेशन के बस-बार तक के पारेषण और वितरण हानियों को ध्यान में रखते हुए शीर्ष स्तर घंटों के दौरान हो। इसके बदले, लाभार्थियों को ऊपरी जलाशय से निचले जलाशय में पानी पंप करने में उपयोग की गई ऊर्जा का 75: के बराबर ऊर्जा प्राप्त करने का अधिकार होगा, और उत्पादन स्टेशन को इस प्रकार की ऊर्जा आपूर्ति करने की जिम्मेदारी होगी, जो शीर्ष घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशन से दी जाएगी।

(दो) सहायिकी ऊर्जा उपभोग (एयूएक्स)

गृह की श्रेणी

एयूएक्स (उत्पादित ऊर्जा का :)

बाह्य रूप

घूर्णन अर्जन

0.7:

स्थैतिक अर्जन

1.0:

आंतरिक रूप

30-ऊर्जा प्रभार:

(एक) कोयला चालित तापीय उत्पादन गृह

(a) ऊर्जा प्रभार दर रुपये में प्रतिकिलो वाट घंटा एक्स-पावर संयंत्र के आधार पर दशमलव के तीन स्थान तक निम्नलिखित सूत्र के अनुसार निर्धारित की जाएगी :

$$ECR = [(GSHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / GCVPF + SFC \times LPSFi + LC \times LPL] \times 100 / (100 \& AUX)]$$

(b) कोयला और लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए अतिरिक्त ईसीआर (ऊर्जा प्रभार दर):

$$\text{supplementary ECR} = (\Delta ECR) \cdot [(SRC \times LPR / 10) / (100 - (AUX + AUXe))],$$

जहाँ,

AUX	मानकीय सहायिकी ऊर्जा उपभोग (प्रतिशत में)
AUXe	उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सामान्य सहायक ऊर्जा खपत (प्रतिशत में):
GCVPF	(क) यथाप्राप्त कोयले की भारित औसत सकल कैलोरिफिक वैल्यू, 85 किलो कैलोरी/किलो ग्राम से कम कोयले पर आधारित गृहों के लिए किलो कैलोरी प्रतिग्राम जो उत्पादन गृह में संग्रह के दौरान भिन्नता के कारण से है य
	(ख) यथाप्राप्त प्राथमिक ईंधन की भारित औसत सकल कैलोरिफिक वैल्यू, किलो कैलोरी प्रतिग्राम में, जैसा भूरे कोयले पर आधारित गृहों के लिए लागू है ।
	(ग) विभिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण की स्थिति में, प्राथमिक ईंधन की भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य को मिश्रण के अनुपात के समानुपात में प्राप्त किया जाएगा।
CVSF	द्वितीयक ईंधन का कैलोरिफिक मूल्य, किलो ग्राम कैलोरी प्रति एम एल में
ECR	ऊर्जा प्रभार दर, रुपये में प्रेषित ऊर्जा किलो वाट घंटा
GSHR	मानकीय सकल गृह ऊष्मा दर, किलो कैलोरी प्रति किलो वाट घंटा में
LC	मानकीय चूने का उपभोग किलो ग्राम प्रति किलो वाट घंटा में
LPL	आवतरित चूने सहित भारित औसत मूल्य रुपये प्रति किलो ग्राम में

LPPF	प्राथमिक ईंधन का उतरायी सहित भारित औसत मूल्य, माह के दौरान प्रति किलो ग्राम रुपये में। (विभिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण की स्थिति में प्राथमिक ईंधन के उतरायी सहित भारित औसत मूल्य को मिश्रण के अनुपात के समानुपात में प्राप्त किया जाएगा)।
SFC	मानकीय विशिष्ट ईंधन तेल उपभोग, एम एल प्रति किलोवाट घंटा में
LPSFi	द्वितीय ईंधन का उतरायी सहित भारित औसत मूल्य, मास के दौरान रुपये /एम एल में ।
(Δ ECR)	यह इसीआर उस सहायिकी ऊर्जा खपत (।न. ।नम) के आधार पर होता है, जिसमें उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की ऊर्जा खपत को ध्यान में रखा जाता है। इसमें अतिरिक्त ऊर्जा खपत (।नम) को भी शामिल किया जाता है, जो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण होती है।
SRC	संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण अभिकर्मको की खपत (हथी में):
LPR	उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अभिकर्मक की भारित औसत उतरायी मूल्य (रु/किलो में):

(दो) मूल्यों में भिन्नता या ईंधन की ऊष्मा क्षमता के कारण ऊर्जा प्रभार की दर का समायोजन (ई सी आर)

(क) प्रारंभ में, पिछले तीन माह की कोयले का सकल कैलोरिफिक मूल्य (प्राप्ति के आधार पर) पर विचार किया जाएगा। प्राप्त कोयले का सकल कैलोरिफिक मूल्य और जैसा मामला हो, कोयले या तेल के अर्जन के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत कोयला उतारने के मूल्य के आधार पर माह-प्रतिमाह आधार पर किसी भी भिन्नता का समायोजन किया जाएगा। ईंधन के मूल्य समायोजन के लिए आयोग को कोई पृथक याचिका देने की आवश्यकता नहीं है। किसी विवाद की स्थिति में समय समय पर यथासंशोधित उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (कार्य संचालन) विनियमावली 2019 या उसकी किसी सांविधिक पुनः अधिनियमिति के अनुसार आयोग को समुचित आवेदन किया जाएगा।

(ख) उत्पादन कंपनी उत्पादन गृह के लाभार्थियों के लिए जीसीवी के मानकों का विवरण और ईंधन का मूल्य, अर्थात् घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी से प्राप्त कोयला, उन्हें बताएगा, जिसे इस विनियमावली के परिशिष्ट-II में विहित फार्म में सूचित किया जाएगा।

परंतु आयातित कोयले के साथ घरेलू कोयले के मिलाने के अनुपात का विवरण, ई-बोली से प्राप्त कोयले का अनुपात और प्राप्त ईंधन के भारित औसत जीसीवी भी पृथक से संबंधित मास के बिलों के साथ दिया जाएगा।

परंतु यह और कि बिल की प्रतियों और जीसीवी मानकों का विवरण और ईंधन का मूल्य अर्थात् घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-बोली से प्राप्त कोयला, भूरा कोयला आदि, आयातित कोयले के साथ घरेलू कोयला मिलाने के अनुपात और ई-बोली से प्राप्त कोयला के अनुपात का विवरण भी उत्पादन कंपनी की वेबसाइट पर प्रदर्शित किया जाएगा। तीन माह की अवधि के लिए मासिक आधार पर ये विवरण वेबसाइट पर उपलब्ध रहने चाहिए।

(तीन) कोयले की उतरायी समेत लागत-

(क) कोयले की उतरायी समेत लागत इस विनियमावली में यथा परिभाषित तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना के प्रयोजनार्थ, महीने के अन्दर कोयला आपूर्ति कंपनी द्वारा प्रेषित कोयले की मात्रा के प्रतिशत के रूप में मानकीय पारगमन तथा उठायी-धरायी हानियों पर विचार करने के पश्चात कोयले का परिमाण निकाला जाएगा, जो कि निम्न प्रकार से होगा:

कोयला खदान निकटस्थ विद्युत गृह:	0.2%
कोयला खदान दूरस्थ विद्युत गृह:	0.8%
आरसीआर साधन या गैर-गर्त मुहाना बहु-बिंध परिवहन (दो या दो से अधिक परिवहन साधन का उपयोग करते हुए, जिसमें कई पुनर्वाहन शामिल हैं):	1.00%

उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत गृह पर कोयले की उठाई-धराई में उपगत कोई प्रभार, प्रचालन एवं अनुरक्षण व्ययों में सम्मिलित माना जाएगा;

परंतु गैर-मुहाना स्टेशनों के मामले में, यदि कोयला गैर-मुहाना खदानों के अलावा अन्य स्रोतों से प्राप्त किया जाता है, जो रेल के माध्यम से स्टेशन तक पहुँचाया जाता है, तो गैर गैर-मुहाना स्टेशनों के लिए लागू पारगमन और संचालन हानियाँ लागू होंगी;

परंतु यह भी कि गैर-तटीय उत्पादन स्टेशनों के मामले में, जो आयातित कोयला का उपयोग करते हैं, गैर- गैर मुहाना स्टेशनों के लिए लागू पारगमन और संचालन हानियाँ लागू होंगी।

(ख) जहाँ बायोमास ईंधन का उपयोग कोयले के साथ मिश्रण के लिए किया जाता है, वहाँ बायोमास ईंधन की उतराई लागत को उत्पादन ग्रह के उतराई स्थान पर बायोमास के वितरण लागत के आधार पर निकाला जाएगा, जिसमें लागू कर और शुल्क शामिल होंगे। मिश्रित ईंधन की ऊर्जा शुल्क दर 0.2: होगी, जिसकी बायोमास की खपत को ध्यान में रखते हुए मिश्रण अनुपात के आधार पर अथवा वास्तविक बायोमास खपत के आधार पर, जो भी कम हो, गणना की जाएगी।

(चार) वैकल्पिक कोयला आपूर्ति की लागत-

कोयला आधारित तापीय विद्युत गृहों द्वारा ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोतों के आंशिक या पूर्ण उपयोग के मामले में विद्युत गृह तथा लाभार्थियों द्वारा ईंधन की कमी या मिश्रित मितव्ययी प्रचालन के अनुकूलन के कारण अनुबंधित विद्युत की आपूर्ति के लिए उनके विद्युत क्रय अनुबंध में, जैसी सहमति हो, को छोड़कर, ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग की अनुमति विद्युत-गृह को दी जाएगी:

परंतु यह कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के प्रयोग का भारित औसत मूल्य, इस विनियमावली के उपबंध (5) के अनुसार संगणित ईंधन के आधार मूल्य के 30% से अधिक नहीं होगा, या:

परंतु यह भी कि जहाँ ईंधन के वैकल्पिक स्रोत को सम्मिलित करते हुए ईंधन के प्रयोग के भारित औसत मूल्य के आधार पर ऊर्जा प्रभार दर, उस वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित आधार ऊर्जा प्रभार दर से 30: से अधिक हो गयी हो या ईंधन के वैकल्पिक स्रोतों सहित, ईंधन के प्रयोग के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, पिछले महीने के भारित औसत ईंधन मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर से 20: से बढ़ गई हो तो, इनमें से जो भी कम हो, पर विचार किया जाएगा और दोनों ही दशाओं में उत्पादक द्वारा लिखित रूप से लाभार्थी को अग्रिम सूचना, जो सात कार्य दिवसों से कम न हो, भेजकर लाभार्थी की पूर्व सहमति प्राप्त की जाएगी:

यदि उत्पादक द्वारा भेजे गये लिखित नोटिस का उपर्युक्त इंगित अवधि के अंदर लाभार्थी प्रत्युत्तर नहीं देता है, तो लाभार्थी उत्पादक को स्थायी प्रभारों के भुगतान के लिए उत्तरदायी होगा।

टिप्पणी—एफ0एस0ए0 को अतिरिक्त कोल इण्डिया लि0 से वैकल्पिक कोयला आपूर्ति ई-नीलामी के माध्यम से की जानी चाहिए तथा घरेलू खुले बाजार के कोयले की व्यवस्था तथा आयातित कोयले के लिए उत्पादन कंपनियाँ पारदर्शी प्रतिस्पर्धात्मक निविदा प्रक्रिया का अनुपालन करेंगी, ताकि उचित बाजार मूल्य चिन्हित किया जा सके।

(पाँच) तापीय उत्पादन गृहों के लिए आधार ऊर्जा प्रभार दर :

आयोग, प्रत्येक विद्युत गृह के लिए जारी किये जाने वाले विशेष प्रशुल्क आदेशों के माध्यम से, प्रशुल्क अवधि के प्रारंभ में ऊर्जा प्रभार दर अनुमोदित करेगा। इस प्रकार अनुमोदित ऊर्जा प्रभार प्रशुल्क अवधि के प्रारम्भ में मूल ऊर्जा प्रभार दर होगी। आगामी वर्षों के लिए मूल ऊर्जा प्रभार दर भुगतान के उद्देश्य से बढ़ी दरें, प्रशुल्क अवधि के प्रारंभ में अनुमोदित मूल ऊर्जा प्रभार दर की बढ़ोतरी के उपरान्त संगणित ऊर्जा प्रभार, जैसे कि केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा समय-समय पर स्पर्धात्मक निविदा दिशा निर्देशों के लिए अधिसूचित है, मानी जायेंगी।

(छ:) जलीय उत्पादन-गृहों के लिए ऊर्जा प्रभार-

(क) ऊर्जा प्रभारों का भुगतान प्रत्येक लाभार्थी द्वारा उसे आपूर्ति की जाने वाली कुल अनुसूचित ऊर्जा के लिए कलैण्डर माह के दौरान किया जाएगा। इसमें शुल्क रहित ऊर्जा को, यदि कोई हो, निकाल दिया जाएगा। यह एक्स-विद्युत संयंत्र आधार पर संगणित ऊर्जा प्रभार दर पर होगा। एक माह के लिए देय कुल ऊर्जा प्रभार निम्न प्रकार होंगे :

= (ऊर्जा प्रभार दर रुपये में ६ किलोवाट घंटा) ग अनुसूचित ऊर्जा (महासंवाहक तारों पर ६ माह के लिए किलोवाट घंटा में) ग (100-एफईएचएस)६100

FEHS= गृह राज्य के लिए मुफ्त ऊर्जा प्रतिशत में, और यह 12: या वास्तविक, जो भी कम हो, होगी।

(ख) एक्स-विद्युत संयंत्र आधार पर ऊर्जा प्रभार दर (इसीआर) रुपये में प्रति किलोवाट घंटा का निर्धारण निम्नलिखित सूत्र के अनुसार दशमलव के तीन अंक तक उप खंड (ग) के उपबंधों के अधीन किया जाएगा।

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / [DE \times 100 - AUX] \times (100 - FEHS)]$$

जहाँ,

DE= नीचे उप खंड (घ) में उपबंध के अधीन रहते हुए, जलीय उत्पादन गृह के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक डिजाइन ऊर्जा।

FEHS= गृह राज्य के लिए मुफ्त ऊर्जा प्रतिशत में, और यह 12: या वास्तविक, जो भी कम हो, होगी :

परंतु उन मामलों में जहाँ जलीय परियोजना का स्थल राज्य सरकार द्वारा विकासकर्ता को दिया जाए जिसके लिए प्रतिस्पर्धी बोली की पारदर्शी प्रक्रिया अपनाई जाए, वहाँ मुफ्त ऊर्जा 12% होगी।

(ग) यदि जलीय उत्पादन-गृह द्वारा वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक कुल ऊर्जा उन कारणों से डिजाइन ऊर्जा से कम है जो उत्पादन गृह के नियंत्रण से परे हैं, तो उत्पादन कंपनी द्वारा दाखिल आवेदन पर आवृत्ति के आधार पर निम्नलिखित प्रक्रिया अपनाई जाएगी;

यदि उत्पादन-गृह के वाणिज्यिक परिचालन के दिन से 10 वर्ष के भीतर ऊर्जा में कमी प्रारंभ हो जाती है, तो ऊर्जा कमी के वर्ष से अगले वर्ष के लिए ई सी आर की गणना उप खंड (ख) में विनिर्दिष्ट सूत्र के आधार पर इस उपांतर के साथ की जाएगी कि वर्ष के लिए डी ई कमी के वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक ऊर्जा के बराबर समझी जाएगी, ऐसा तब तक होगा जब तक पिछले वर्ष के ऊर्जा प्रभार की कमी को पूरा न कर दिया जाए, तत्पश्चात सामान्य ई सी आर लागू होगा।

परंतु यदि जलीय उत्पादन-गृह से वास्तविक उत्पादन जल विज्ञान गुणक के कारण 4 वर्ष की अनवरत अवधि के लिए डिजाइन ऊर्जा से कम है, तो उत्पादन-गृह सुसंगत जल विज्ञान डाटा के साथ सी ई ए से स्टेशन की डिजाइन ऊर्जा के पुनरीक्षण के लिए सम्पर्क करेगा।

(घ) यदि उप खंड (ख) के अनुसार संगणित किसी जलीय उत्पादन गृह की ऊर्जा प्रभार दर (आईसीआर) एक सौ तीस पैसा (130) किलोवाट घंटा से अधिक है, और वर्ष में वास्तविक विक्रय योग्य ऊर्जा $(DEX (100-AUX) \times (100-FEHS) / 1000)$ MWH से अधिक है तो उपर्युक्त से अधिक ऊर्जा का बिल एक सौ तीस (130) पैसा प्रति किलोवाट की दर से ही होगा।

31-पंप पोषित जलीय उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता शुल्क और ऊर्जा शुल्क की गणना और भुगतान:

पंप पोषित जलीय उत्पादन स्टेशन को कैलेंडर महीने के लिए देय क्षमता शुल्क होगा: $(AFC \times NDM / NDY)$ (रुपये में),

यदि महीने के दौरान वास्तविक उत्पादन पंपिंग ऊर्जा के 75: या उससे अधिक है, जो स्टेशन ने महीने के दौरान खपत की है, और

$[(AFC \times NDM / NDY) \times (\text{महीने के दौरान शीर्ष घंटों में वास्तविक उत्पादन/महीने के दौरान स्टेशन द्वारा खपत की गई पंपिंग ऊर्जा का 75\%})]$ (रुपये में),

यदि महीने के दौरान वास्तविक उत्पादन पंपिंग ऊर्जा के 75% से कम है, जो स्टेशन ने महीने के दौरान खपत की है।

जहाँ,

AFC = वर्ष के लिए निर्धारित वार्षिक निश्चित लागत, रुपये में

NDM = महीने में दिनों की संख्या:

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या:

परंतु वर्ष के अंत में वास्तविक उत्पादन और स्टेशन द्वारा वर्ष के दौरान खपत की गई पंपिंग ऊर्जा के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

(1) ऊर्जा शुल्क हर लाभार्थी द्वारा उस कुल ऊर्जा के लिए देय होगा जो लाभार्थी को आपूर्ति की जानी है, डिजाइन ऊर्जा के अतिरिक्त और पंपिंग द्वारा निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पानी पंप करने में खपत की गई ऊर्जा का 75%, उस महीने के दौरान, 20 पैसे प्रति kWh की औसत ऊर्जा शुल्क दर पर, यदि कोई हो, कैलेंडर महीने में, एक्स-ऊर्जा संयंत्र आधार पर।

(2) महीने के लिए उत्पादन कंपनी को देय ऊर्जा शुल्क होगा: $= 0.20 \times [(\text{महीने के लिए निर्धारित ऊर्जा (ex-bus) kWh में} - \text{महीने के लिए डिजाइन ऊर्जा (DEm)})]$, पंपिंग द्वारा महीने के दौरान निचले जलाशय से

उच्च जलाशय में पानी पंप करने में खपत की गई ऊर्जा का 75%} / 100। जहाँ, DEm = जलीय उत्पादन स्टेशन के लिए महीने के लिए निर्धारित ऊर्जा, MWh में:

परंतु यदि किसी महीने में निर्धारित ऊर्जा डिजाइन ऊर्जा से कम है, और पंपिंग द्वारा निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पानी पंप करने में खपत की गई ऊर्जा का 75%, तो लाभार्थियों द्वारा देय ऊर्जा शुल्क शून्य होगा।

परंतु यह भी यदि पानी को निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पंप करने के लिए ऊर्जा उत्पादन कंपनी द्वारा प्रदान की जाती है, तो पंपिंग ऊर्जा के लिए शुल्क, उत्पादन स्टेशन के बिक्री योग्य क्षमता में उनके संबंधित आवंटन के अनुपात में, लाभार्थियों द्वारा देय होगा।

(3) उत्पादन कंपनी को ऊपरी जलाशय में प्राकृतिक जल का दैनिक प्रवाह और ऊपरी और निचले जलाशयों के जलाशय स्तर का रिकॉर्ड प्रति घंटा रखना होगा। जनरेटर को उपलब्ध पानी के साथ शीर्ष घंटे की आपूर्ति को अधिकतम करना आवश्यक होगा, जिसमें पानी का प्राकृतिक प्रवाह भी शामिल है। यदि यह सिद्ध होता है कि उत्पादक जानबूझकर या अन्यथा, बिना किसी वैध कारण के, शीर्ष-इतर अवधि के दौरान निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पानी पंप नहीं कर रहा है, या अपनी क्षमता के अनुसार बिजली उत्पन्न नहीं कर रहा है, या पानी के प्राकृतिक प्रवाह का अपक्षय कर रहा है, तो उस दिन के लिए क्षमता शुल्क लाभार्थी द्वारा देय नहीं होगा। इस उद्देश्य के लिए, यूनिट-स्टेशन के अनुपयोग, जिसमें योजनाबद्ध और बलात् अनुपयोग काल शामिल हैं, जो साल में 15% तक होते हैं, को शीर्ष-इतर अवधि के दौरान निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पानी पंप न करने या पंप किए गए पानी या प्राकृतिक जल प्रवाह का उपयोग करके बिजली उत्पन्न न करने के लिए वैध कारण माना जाएगा:

परंतु वर्ष के दौरान कुल मशीन अनुपयोग काल 15: से अधिक होने पर वर्ष के लिए प्राप्त कुल क्षमता शुल्क को यथानुपात आधार पर इस प्रकार समायोजित किया जाएगा:

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$$

जहाँ,

(ACC)कर - समायोजित वार्षिक क्षमता शुल्क

(ACC) R - प्राप्त वार्षिक क्षमता शुल्क

ATO - वर्ष के लिए कुल अनुपयोग काल प्रतिशत, जिसमें बलात् और योजनाबद्ध अनुपयोग काल शामिल हैं:

परंतु उत्पादन स्टेशन को ग्रिड कोड की शेड्यूलिंग प्रक्रिया के अनुसार अपने मशीन उपलब्धता की दैनिक घोषणा करनी होगी दिन के सभी समय ब्लॉकों के लिए

(4) यूपीएसएलडीसी को जलीय उत्पादन स्टेशनों के लिए समय-सारिणी को अंतिम रूप देना होगा, लाभार्थियों के साथ परामर्श करके, ताकि समस्त उपलब्ध घोषित ऊर्जा का बेहतर उपयोग हो सके, जिसे उत्पादन स्टेशन में उनके संबंधित आवंटन के अनुपात में सभी लाभार्थियों के लिए सारिणी-बद्ध किया जाएगा।

अध्याय-7

अनुसूचीकरण, लेखा, बिलिंग और भुगतान

32-अनुसूचीकरण:

1. अनुसूचीकरण और उपलब्धता का सिद्धांत समय-समय पर आयोग द्वारा यथा अधिसूचित उत्तर प्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता में यथा विनिर्दिष्ट होगा। तथापि, 25 मेगावाट से नीचे की क्षमता के जल विद्युत संयंत्रों की अनुसूची नहीं बनाई जाएगी।

2. उपलब्धता क्षमता की घोषणा में विनिर्दिष्ट समय अवधि के दौरान उत्पादन की सीमा भी सम्मिलित होगी। इन प्रतिबंधों में सिंचाई के कारण, पेयजल के कारण, औद्योगिक, पर्यावरण संबंधी आदि रोक के कारण जल का अप्रयोग सम्मिलित है।

3. सरोवर रहित बहती नदी पर स्थित विद्युत-गृहों के लिए, चूंकि ऐसे विद्युत गृहों में उत्पादन की भिन्नता से जल का बिखराव होता है, इन्हें कार्यशील रखना बाध्यता होगी। अधिकतम उपलब्ध क्षमता, अधिभार क्षमता पर सम्यक विचार करके, या तो उपलब्ध जल के पूर्ण प्रयोग करने के लिए अपेक्षित के बराबर या उससे अधिक होनी चाहिये।

4. सरोवर सहित बहती नदी पर स्थित विद्युत-गृहों और जल संग्रह की सुविधा संपन्न विद्युत-गृहों के लिए, चूंकि इन जल विद्युत-गृहों को इस प्रकार निर्मित किया जाता है कि ये सर्वाधिक मांग के समय प्रणाली की शीर्ष मांग को पूरा करें, प्रत्येक दिन के लिए घोषित विद्युत-गृह की अधिकतम उपलब्ध क्षमता स्थापित क्षमता के बराबर होगी, इसमें अधिभार क्षमता, सहायिकी उपभोग और प्रेषण हानियां को घटाकर जलाशय स्तर के अनुसार निर्धारण सम्मिलित है। राज्य भार प्रेषण केंद्र यह सुनिश्चित करेगा कि इस श्रेणी के विद्युत-गृहों की अनुसूची इस प्रकार तैयार की जाए कि विशिष्ट प्रणाली आवश्यकताओं बाध्यताओं के अपवाद को छोड़कर उपलब्ध जल ऊर्जा के प्रयोग में इन गृहों का पूर्ण योगदान रहे।

33-घोषित क्षमता का प्रदर्शन:

1 राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा यथा समय और सहाय्यक, विद्युत उत्पादन कंपनी से अपने विद्युत-गृह की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने की अपेक्षा की जाएगी। घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने में उत्पादक कंपनी के विफल रहने की दशा में विद्युत उत्पादक को देय क्षमता प्रभार उप-खंड (2) के अनुसार नीचे दिए अनुसार घटा दिए जाएंगे।

2. दिन में किसी अवधि / खंड के लिए, एक महीने में, प्रथम बार की गलत घोषणा के लिए, उत्पादन कंपनी दो दिनों के स्थिर प्रभारों के अनुरूप प्रभारों को छोड़ देगी, जो कि दूसरी गलत घोषणा के लिए चार दिनों के स्थिर प्रभारों के बराबर होगा और बाद की गलत घोषणाओं के लिए, छोड़े गए हिस्से को ज्यामितीय प्रगति में गुणा किया जाएगा।

3. विद्युत-गृहों की प्रचालन लागू-पुस्तक, राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा पुनरीक्षण हेतु उपलब्ध रहेंगी। इन पुस्तकों में मशीनों के प्रचालन एवं रख-रखाव, के अभिलेख शामिल होंगे। जल उत्पादन गृहों के मामले में जलाशय का स्तर और जल बिखराव द्वारा परिचालन।

34-मीटरिंग तथा लेखा-जोखा:

मीटरों की स्थापना, जांच एवं परिचालन तथा मीटरों के रख-रखाव को सम्मिलित करते हुए मीटरों की व्यवस्था तथा संग्रहण, परिवहन तथा ऊर्जा विनियम और 15 मिनट के समय समूह का लेखा-जोखा (एकाउंटिंग) के लिए आंकड़ों का संग्रहण तथा प्रसंस्करण कार्य का आयोजन राज्य पारेषण सेवा प्रदाता द्वारा राज्य भार प्रेषण केंद्र के परामर्श से किया जाएगा। सभी संबंधित संस्थाएं (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मीटर स्थापित हैं) राज्य पारेषण सेवा प्रदाता/राज्य भार प्रेषण केंद्र को पूर्ण सहयोग करने और साप्ताहिक मीटर रीडिंग लेकर राज्य भार प्रेषण केंद्र को प्रेषित करते हुए पूर्ण सहायता प्रदान करेंगी। घोषित क्षमता एवं अनुसूचियों आदि से संबंधित आंकड़ों के साथ मीटर के प्रसंस्कृत आंकड़ों के आधार पर राज्य भार प्रेषण केंद्र, विद्युत के लिए मासिक आधार पर तथा विचलन व्यवस्थापन प्रभारों हेतु साप्ताहिक आधार पर ऊर्जा के लिए राज्य लेखा जारी करेगा। विचलन व्यवस्थापन की लेखा प्रक्रिया केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के आदेशों द्वारा नियंत्रित होगी, जब तक कि उत्तर प्रदेश विनियामक आयोग (डी एस एम) विनियमावली अधिसूचित न हो जाये।

35-बिलिंग एवं प्रभारों का भुगतान:

क्षमता प्रभार की बिलिंग और भुगतान मासिक आधार पर इस विनियमावली के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाएगा और लाभार्थियों द्वारा भुगतान सीधे उत्पादन कंपनी को किया जाएगा:

परंतु बिल की मूल भौतिक प्रति लाभार्थी के अधिकृत व्यक्ति के कार्यालय में या उत्पादन कंपनी के अधिकृत हस्ताक्षरकर्ता के आधिकारिक ईमेल आईडी के माध्यम से मूल बिल की स्कैन की गई प्रति, या ईएएसएस में उपलब्ध कराई गई बिल की इलेक्ट्रॉनिक प्रति, जो संस्था के अधिकृत प्रतिनिधि/नोडल अधिकारी को सूचित की गई हो, को बिल प्रस्तुत करने के वैध तरीके के रूप में माना जाएगा:

परंतु यह और कि कंपनी के प्रबंध निर्देशक या सीईओ को पहले से ही प्राधिकृत हस्ताक्षरी (केवल कार्यालयीन पर) को अधिसूचित किया जाएगा और इस प्रयोजन के लिए प्राधिकृत अधिकारी की सूची में किसी परिवर्तन को उसी रीति से संसूचित किया जाएगा।

36-आवेदन फीस और सांविधिक प्रभारों की वसूली:

उत्पादन कंपनी को राज्य और केन्द्र सरकार द्वारा अधिरोपित विद्युत शुल्क, जल उपकर, प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड को भुगतान जैसे सांविधिक प्रभारों की वसूली आवेदन फीस के अलावा अनुमन्य की जायेगी। यह आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के पश्चात् संभव होगा। इसे संबंधित विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

यदि विद्युत शुल्क सहायक ऊर्जा खपत पर लागू किया जाता है, तो विद्युत शुल्क की ऐसी राशि उत्पादन स्टेशन की मानक सहायक ऊर्जा खपत (कॉलौनी खपत को छोड़कर) पर लागू होगी और प्रत्येक लाभार्थी को माह के दौरान उनके अनुसूचित प्रेषण के अनुपात में विभाजित की जाएगी।

अध्याय-8

विविध प्रावधान

37- लाभों का सहभाजन

(1) उत्पादन कंपनी निम्नलिखित नियंत्रण योग्य मानकों के यथार्थ निष्पादन के आधार पर लाभों का अनुमान करेगी :

- (क) स्टेशन की सकल ऊष्मा दर,
- (ख) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग;
- (ग) सहायिकी ऊर्जा उपभोग; और
- (घ) ऋण का पुनः वित्तीयकरण।

(2) उत्पादन-गृह के मामले में (जल उत्पादन-गृह से भिन्न) निम्न सूत्र के अनुसार संगणित वित्तीय लाभों को, खंड (1) (क) से (1) (ग) में निहित परिचालन संबंधी मानकों के फलस्वरूप उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों में 60:40 के अनुपात में विभाजित किया जाएगा :

शुद्ध लाभ = (ECRN - ECRA) x अनुसूचित उत्पादन;

जहाँ,

स्टेशन की सकल ऊष्मा दर, सहायिकी उपभोग और द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के लिए विनिर्दिष्ट/अनुमोदित मानकों के आधार पर संगणित ECRN मानकीय ऊर्जा प्रसार दर है।

सम्बद्ध माह के लिए स्टेशन की यथार्थ सकल ऊष्मा दर, सहायिकी उपभोग और द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के आधार पर संगणित ईसीआरए यथार्थ ऊर्जा प्रसार दर है :

(3) परंतु जल उत्पादन-गृहों के मामले में मानकीय सहायिकी ऊर्जा उपभोग की तुलना में शुद्ध सहायिकी ऊर्जा उपभोग के फलस्वरूप शुद्ध लाभ निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा बशर्ते बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन बिक्री योग्य डिजाइन उत्पादन से कम है और उत्पादन गृह और लाभार्थियों के मध्य 50:50 के अनुपात में विभाजित किया जाएगा :

(अ) जब बिक्री योग्य निर्धारित उत्पादन :

सामान्य सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक हो और

वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा के बराबर या उससे कम हो;

शुद्ध लाभ (मिलियन रुपये में) = [(बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन मिलियन यूनिट में) - (मानकीय सहायिकी ऊर्जा उपभोग मिलियन यूनिट में) के आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा] x [1-320 या ईसीआरए, जो भी कम हो]

(ब) जब यथार्थ सहायिकी ऊर्जा उपभोग के आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा की तुलना में बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन अधिक है:

शुद्ध लाभ (मिलियन रुपये में) = (बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन मिलियन यूनिट में - [(बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन मिलियन यूनिट में x (100 मानकीय ए ई सी प्रतिशत में) / (100 - यथार्थ ए ई सी प्रतिशत में)] x / 1.320 या ईसीआरए, जो भी कम हो) :

परंतु ऊपर खंड (1) (घ) में निहित मानक के फलस्वरूप वित्तीय लाभों का इस विनियमावली के अनुसार सहभाजन किया जाएगा :

(4) नियंत्रण योग्य मानकों के फलस्वरूप वित्तीय लाभों का लेखा परीक्षित वार्षिक लेखों की स्वीकृति के (30) दिन के भीतर वार्षिक आधार पर उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के मध्य सहभाजन किया जाएगा।

निहित समय के भीतर लाभों के सहभाजन में कोई मतभेद होने पर, अर्जनकर्ता या उत्पादनकर्ता लेखा परीक्षित वार्षिक लेखों को स्वीकृत करने के (60) दिन के भीतर प्रस्ताव करके आयोग से संपर्क स्थापित कर सकते हैं। विशिष्ट मामलों में आयोग अवधि की इस सीमा को शिथिल कर सकता है।

(5) यदि आवश्यक हो, अनियंत्रणीय मानकों के फलस्वरूप उत्पादन कंपनी द्वारा वित्तीय लाभ और हानियों को उत्पादन कंपनी के लाभार्थियों में यथावश्यक विवेकपूर्ण जांच के उपरांत, सत्यापन के समय आयोग के अनुमोदन से प्रदत्त कर दिया जाएगा।

38-प्रोत्साहन :

(1) सभी थर्मल पावर स्टेशन को प्रोत्साहन राशि, शीर्ष घंटों के दौरान 15 मिनट के समय ब्लॉक के आधार पर एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए नीचे निर्धारित दर पर मासिक आधार पर देय होगी, जो ऐसे समय ब्लॉकों के दौरान लक्षित पीएलएफ से अधिक प्राप्त वृद्धिशील पीएलएफ के अनुरूप होगी :

(1) ओबरा-बी, टी पी एस के लिये

शीर्ष घंटों में 15 मिनट के समय ब्लॉक के दौरान प्राप्त पीएलएफ (%)	प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)
80 से अधिक तथा 85 से कम या बराबर	75
85 से ऊपर	85

(2) हरदुआगंज (इकाई-7) के लिये

शीर्ष घंटों में 15 मिनट के समय ब्लॉक के दौरान प्राप्त पीएलएफ (%)	प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)
65 से अधिक तथा 70 से कम या बराबर	75
70 से ऊपर	85

(3) उन उत्पादन स्टेशनों के लिये, जिन्होंने 31.03.2024 तक सी ओ डी से 30 वर्ष पूरे कर लिये हैं।

शीर्ष घंटों में 15 मिनट के समय ब्लॉक के दौरान प्राप्त पीएलएफ (%)	प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)
83 से अधिक तथा 88 से कम या बराबर	75
88 से ऊपर	85

(4) उपरोक्त (1), (2) और (3) स्टेशनों के अलावा अन्य उत्पादन स्टेशनों के लिए :

शीर्ष घंटों में 15 मिनट के समय ब्लॉक के दौरान प्राप्त पीएलएफ (%)	प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)
85 से अधिक तथा 90 से कम या बराबर	75
90 से ऊपर	85

39-विचलन प्रभार :

1-उत्पादन-गृहों के वास्तविक शुद्ध अन्तः क्षेपण और अनुसूचित शुद्ध अन्तः क्षेपण में भिन्नता को और लाभार्थियों के वास्तविक शुद्ध आहरण और अनुसूचित शुद्ध आहरण में भिन्नता को उनका अपना-अपना विचलन समझा जाएगा और ऐसे विचलनों को केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन, निपटान, ढंग और संबंधित विषय) विनियमावली, 2024 द्वारा नियंत्रित किया जाएगा, जब तक कि आयोग की डीएसएम विनियमावली अधिसूचित न हो जाए।

2-प्रत्येक उत्पादन-गृह और लाभार्थी के वास्तविक शुद्ध विचलन को उसकी परिधि में राज्य पारेषण सेवा प्रदाता (एस टी यू) द्वारा स्थापित विशेष ऊर्जा मीटरों से नापा जाएगा और राज्य भार प्रेषण केंद्र प्रत्येक 15 मिनट के भाग के लिए मेगावाट घंटा में गणना करेगा।

40-छूट :

1- क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के बिलों के उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रस्तुत करने के 5 दिनों की अवधि के अन्दर साख-पत्र प्रस्तुति के माध्यम से या एन0ई0एफ0टी0/आर0टी0जी0एस0 के माध्यम से भुगतान के लिए 1.2550 प्रतिशत की छूट दी जाएगी।

2-यदि भुगतान किसी भी दिन उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत करने के 5 दिन बाद और 30 दिनों के भीतर किए जाते हैं, तो बिल प्रस्तुत करने के 6वें दिन 1% की छूट उपलब्ध होने के अधीन, और इसके बाद प्रत्येक दिन 0.04% की दर से घटती हुई छूट 30वें दिन तक दी जाएगी।

3-उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत किये जाने के 30 दिन के पश्चात कोई छूट देय नहीं होगी।

स्पष्टीकरण : 5 दिनों की गणना करने में दिनों की संख्या को अवकाश के दिनों की गणना किये बिना लगातार गिना जाएगा। तथापि, यदि अंतिम दिन या पांचवां दिन कार्यालय के अवकाश का दिन है, तो छूट के प्रयोजन के लिए पश्चातवर्ती कार्य दिवस को पांचवां दिन समझा जाएगा (राज्य सरकार के कैलेंडर के अनुसार, जहाँ लाभार्थी के प्राधिकृत हस्ताक्षरी या प्रतिनिधि का कार्यालय स्थित है) यह बिल की प्राप्ति और पावती के प्रयोजन के लिए है:

परंतु जब तक उत्पादन कंपनी की बकाया राशि, जिसे लाभार्थी(यों) द्वारा बिजली (विलंब से भुगतान अधिभार और संबंधित मामलों) नियम 2022 के नियम 5 के तहत किशतों में स्वीकार और निपटाया गया हो, पूरी तरह से संबंधित लाभार्थी(यों) द्वारा भुगतान नहीं किया जाता है, तब तक उत्पादन कंपनी द्वारा कोई छूट नहीं दी जाएगी। इसके अतिरिक्त, उत्पादन कंपनी को किसी भी न्यायालय के आदेश या वैधानिक प्राधिकरण के आदेश के अनुसार देय किसी भी बकाया राशि का भुगतान भी आवश्यक होगा।

41- विलम्ब भुगतान अधिभार :

यदि लाभार्थी(यों) द्वारा क्षमता शुल्क और ऊर्जा शुल्क के बिलों का भुगतान बिल की तारीख से 45 दिनों से अधिक समय तक के विलंब से किया जाता है, तो उत्पादन कंपनी द्वारा मंत्रालय द्वारा जारी बिजली (विलंब से भुगतान अधिभार और संबंधित मामलों) नियम, 2022 समय-समय पर यथासंशोधित के अनुसार 1.50% प्रति माह की दर से विलंब से भुगतान अधिभार लागू किया जाएगा,

जब तक सम्बद्ध पक्षों के बीच अन्यथा सहमति न हो, लाभार्थी द्वारा देय शुल्क पहले बकाया शुल्क पर विलंब से भुगतान अधिभार के रूप में समायोजित किए जाएंगे, और उसके बाद, उत्पादन कंपनी द्वारा बिल किए गए मासिक शुल्क पर समायोजन किया जाएगा, जो सबसे पुराने बकाया बिल से आरंभ होगा।

42-इस विनियमावली की किसी बात से यह नहीं समझा जाएगा कि वह आयोग की नैसर्गिक शक्तियों को सीमित करती है या अन्यथा प्रभावित करती है जिससे आयोग ऐसे आदेश दे सके जो न्याय के लक्ष्य को पूरा करने के लिए आवश्यक हो या आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिए आवश्यक हो।

43-इस विनियमावली की कोई बात, जो अधिनियम के उपबंधों के अनुकूल हो, आयोग को ऐसी प्रक्रिया अपनाने से बाधित नहीं करेगी जो इस विनियम के किसी उपबंध के प्रतिकूल हो, यदि आयोग विषय की या विषयों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों की दृष्टि से और लिखित में अभिलिखित किये जाने वाले कारणों से ऐसे विषय या विषयों के वर्ग का निदान करने के लिए आवश्यक या समीचीन समझे।

44-इस विनियमावली की कोई बात, प्रत्यक्ष या परोक्ष रूप से, आयोग को किसी विषय का निदान करने से या अधिनियम के अधीन किसी शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी जिसके लिए कोई विनियमावली नहीं बनाई गई है, आयोग ऐसे विषय का ऐसी रीति से निष्पादन कर सकता है, जैसा आयोग उचित समझे।

45-निरसन और बचत :

(1) इन विनियमों में अन्यथा उपबंधित के सिवाय, उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन शुल्क निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तों) विनियम, 2019 और संबंधित संशोधन, इन विनियमों की अधिसूचना के प्रभावी होने की तिथि से निरस्त हो जाएंगे।

(2) ऐसे निरसन के बावजूद, निरसित विनियमों के अन्तर्गत किया गया या किया जाने का प्रकल्पित कोई भी कार्य इन विनियमों के अन्तर्गत किया गया या किया जाने का प्रकल्पित माना जायेगा।

आयोग के आदेश से,
सुमीत कुमार अग्रवाल,
सचिव,
उ०प्र०वि०नि०आ०।

परिशिष्ट-एक
भाग-एक: तापीय विद्युत स्टेशन

1	विद्युत उत्पादन कम्पनी का नाम		
2	विद्युत गृह का नाम		
3	वर्ष	30 सितम्बर को	30 मार्च को
4	पूँजीगत लागत (करोड़ रुपये)		
5	अंश पूँजी (करोड़ रुपये)		
6	ऋण (करोड़ रुपये)		
7	हासित लागत (रु० करोड़ में)		
8	हास (%)		
9	प्रचालन एवं अनुरक्षण (वास्तविक) (करोड़ रुपये)		
10	लक्ष्य उपलब्धता (प्रतिशत)		
11	प्राप्त उपलब्धता (प्रतिशत)		
12	प्लांट लोड फैक्टर (प्रतिशत)		
13	जनित ऊर्जा (विद्युत) (एम०यू०)		
14	आनुषंगिक उपभोग (प्रतिशत)		
15	विशिष्ट ऊष्मादर (स्पेसिफिक हीट रेट) (कि०कैलोरी/कि०वाट०घंटे)		
16	विशिष्ट तेल उपभोग (एम०एल०/कि०वाट घंटे)		
17	लक्ष्य उपलब्धता पर कोयले की आवश्यकता (मी०टन)		
18	वास्तविक उपलब्धता पर कोयले की आवश्यकता (मी०टन)		
19	प्राप्त पी०एल०एफ० पर कोयले का उपभोग (मी०टन)		
20	कोयले की क्रय (मी०टन)		
21	लक्ष्य उपलब्धता पर तेल की आवश्यकता (कि०ली०)		
22	वास्तविक उपलब्धता पर तेल की आवश्यकता (कि०ली०)		
23	प्राप्त पी०एल०एफ० पर तेल का उपभोग (मी०टन)		
24	तेल का क्रय (कि०ली०)		
25	प्राप्त पी०एल०एफ० पर अभिकर्मक की खपत		
26	अनुरक्षित कोयले का औसत भंडारण/माह (मी०टन)		
27	अनुरक्षित तेल का औसत भंडारण/माह (कि०ली०)		
28	अभिकर्मक का औसत स्टॉक/माह		
29	औसत प्राप्तियां (माह में) (करोड़ रुपये)		
30	पुर्जों की आवश्यकता (पूँजीगत लागत का प्रतिशत)		
31	कोयले की सकल कैलोरीय मान (जी०सी०वी०) (कि०कैलोरी/कि०ग्रा०)		
32	तेल की सकल कैलोरीय मान (जी०सी०वी०) (कि०कैलोरी/कि०ग्रा०)		
33	कोयले का औसत मूल्य (प्रति मैट्रिक टन)		
34	तेल का औसत मूल्य (प्रति किलो लीटर)		

भाग-ख जल विद्युत स्टेशन

1	विद्युत जनन कंपनी का नाम		
2	विद्युत स्टेशन का नाम		
3	वर्ष	30 सितम्बर के अनुसार	31 मार्च के अनुसार
4	पूँजीगत लागत (करोड़ रुपये)		
5	अंश पूँजी (करोड़ रुपये)		
6	ऋण (करोड़ रुपये)		
7	हासित लागत		
8	हास (%)		
9	प्रचालन एवं अनुरक्षण (वास्तविक) (करोड़ रुपये)		
10	लक्ष्य उपलब्धता (प्रतिशत)		
11	प्राप्त उपलब्धता (प्रतिशत)		
12	अभिकल्पित (विद्युत) ऊर्जा (एम0यू0)		
13	प्राथमिक ऊर्जा (विद्युत) (एम0यू0)		
14	जनित ऊर्जा (विद्युत) (एम0यू0)		
15	जनित द्वितीयक ऊर्जा (विद्युत) (एम0यू0)		
16	आनुषंगी (गौण) उपभोग (प्रतिशत)		
17	पारेषण हानियाँ (ट्रांसफारमिशन हानियाँ)		
18	औसत प्राप्तियाँ (माह में)		
19	पुर्जों की आवश्यकता (पूँजीगत लागत का प्रतिशत)		

वर्ष के 30 सितम्बर/31 मार्च को इकाईवार विवरण							
इकाई संख्या	1	2	3	4	5	6	
रेटेड कैपेसिटी							
डी-रेटेड कैपेसिटी (मे0वा0)							
सिन्क्रोनाइजेशन का दिनांक							
वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक							
वार्षिक रख रखाव (दिन)							
आंशिक अवरोध (दिन)							
बलात् अवरोध (फोर्सड आउटेज) (दिन)							
लक्ष्य उपलब्धता							
वास्तविक उपलब्धता							
विद्युत उत्पादन							
विद्युत गृह का प्रकार (सतह/भूमिगत)							
एक्साइटेशन का प्रकार							
नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर0 एवं एम0) लागत (करोड़ रुपये में)							

परिशिष्ट-दो

विद्युत दर निर्धारण हेतु
टैरिफ फाइलिंग फार्म्स (तापीय)

भाग-प्रथम

परिशिष्ट—दो

भाग—एक

तापीय विद्युत गृहों के टैरिफ निर्धारण हेतु भरने के लिये प्रपत्रों तथा अन्य सूचनाओं/ दस्तावेजों की चेकलिस्ट

प्रपत्र संख्या	टैरिफ भरने के प्रपत्रों का शीर्षक (तापीय)	टिक करें
प्रपत्र-1	सार-पत्रक	
प्रपत्र-1(1)	माँगी गयी पूँजी लागत का विवरण पत्र	
प्रपत्र-1(11)	पूँजी पर माँगे गये लाभ का विवरण पत्र	
प्रपत्र-2	संयंत्र लक्षण	
प्रपत्र-3	टैरिफ की संगणना हेतु विचारे गए मानकीय पैरामीटर	
प्रपत्र-4	विदेशी ऋणों के विवरण	
प्रपत्र-4(क)	विदेशी पूँजी का विवरण	
प्रपत्र-5	विद्यमान परियोजनाओं हेतु स्वीकारी गई पूँजी लागत का सारांश	
प्रपत्र-5(क)	पूँजी लागत अनुमान और नई परियोजनाओं के लिये कार्यान्वयन अनुसूची	
प्रपत्र-5(ख)	कोयला आधारित परियोजनाओं हेतु पूँजी लागत का विभाजन क्रम (ब्रेक अप)	
प्रपत्र-5(ग)	गैस / द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं हेतु पूँजी लागत का विभाजन क्रम	
प्रपत्र-5(घ)	नई परियोजनाओं के विचलन, निर्माण स्तम्भ तथा एच्छिक समूहों का विवरण	
प्रपत्र-5(घ) ।	लागत वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(घ) ।।	समय वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(ई)	पूँजी पर अतिरिक्त लाभ माँगे जाने के मामले में	
प्रपत्र-6	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक तक का वित्तीय पैकेज	
प्रपत्र-7	परियोजना विशिष्ट ऋणों का विवरण	
प्रपत्र-8	विभिन्न परियोजनाओं हेतु निगमित ऋणों के आवंटन का विवरण	
प्रपत्र-9(क)	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक के पश्चात् अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-9(ख)	परियोजनाओं के उपभोग योग्य जीवन के अंतिम समय में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण पत्र	
प्रपत्र-9(ख) ।	अवधि में आस्तियों के समाप्त होने का पूँजी विवरण	
प्रपत्र-9(ग)	खातों के अनुसार अतिरिक्त पूँजीकरण की माँग हेतु अतिरिक्त पूँजीगत व्यय (ए0सी0ई0) की पहचान का चिन्हित विवरण	
प्रपत्र-9(घ)	निक्षेप (समाप्त) हुई मदों/आस्तियों/कार्यों का विवरण	
प्रपत्र-9(ई)	पूँजीगत लागत का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-9(फ)	पूँजीगत प्रगतिशील कार्यों का विवरण	
प्रपत्र-10	अतिरिक्त पूँजीकरण का वित्त पोषण	
प्रपत्र-11	ह्रास की संगणना	
प्रपत्र-12	ह्रास का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-13	वास्तविक ऋणों पर ब्याज के भारित औसत दर की संगणना	
प्रपत्र-13(क)	ऋणों पर ब्याज की संगणना	

प्रपत्र-13(ख)	क्रियाशील पूँजी पर ब्याज की संगणना	
प्रपत्र-13(ग)	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को अन्य आय	
प्रपत्र-13(घ)	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक तथा वास्तविक प्रचालन के दिनांक तक निर्माण की अवधि में आकस्मिक व्यय	
प्रपत्र-13(ई)	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक तथा वास्तविक प्रचालन के दिनांक तथा विभिन्न समूहों पर व्यय	
प्रपत्र-14	निर्माण अवधि के ब्याज तथा वित्त पोषण व्ययों की संगणना हेतु कार्यक्रम का निर्धारण	
प्रपत्र-14(क)	वास्तविक नकद व्यय	
प्रपत्र-15	विद्युत दरों की संगणना हेतु ईंधन के सम्बन्ध में प्रस्तुत की जाने वाले विवरण / सूचनाएँ	
प्रपत्र-16	कैपिटल स्पेयर्स के सम्बन्ध में प्रस्तुत किये जाने वाले विवरण / सूचनायें	
प्रपत्र-17	देनदारियों के प्रकटीकरण का विवरण	
प्रपत्र-18	विद्युत ग्रहवार लागत सम्प्रेक्षा प्रतिवेदन	

अन्य सूचनाएं / दस्तावेज		
क्रम संख्या	सूचना / दस्तावेज	चिन्हित करें
1	निगमन का प्रमाणपत्र, कारोबार के प्रारम्भ किये जाने का प्रमाण-पत्र, संगम-ज्ञापन एवं संगम अनुच्छेद (यू0पी0ई0आर0सी0 को प्रथम बार टैरिफ आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा नये स्टेशन लगाने (सेट अप) के लिये)	
2	नए विद्युतगृह के लिये तथा सुसंगत वर्षों के लिये विद्युतगृह की सी0ओ0डी0 पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृहवार एवं कारपोरेट संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ एवं हानि लेखा वर्तमान विद्युतगृह के लिये तथा सुसंगत वर्षों के लिए विद्युतगृह की सी0 और डी0 पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृहवार एवं कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभहानि लेखा	
3	सुसंगत ऋण संबंधी अनुबंधों की प्रतियाँ	
4	पूँजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिये सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ	
5	इक्विटी (अंश पूँजी) की सहभागिता/अनुबंधों और विदेशी इक्विटी (अंश पूँजी) के लिये आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6	लाभार्थियों, यदि कोई हों, के साथ बी0पी0एस0ए0 / पी0पी0ए0 की प्रतियाँ	
7	अपेक्षा से अधिक लगे समय और लागत, यदि कोई हो, के कारणों को देते हुए विस्तृत टिप्पणी: विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन सी0पी0एम0 एनालाइसिस पर्ट चाट एवम् बार चार्ट लागत एवम् विलम्ब का औचित्य	
8	उत्पादन कम्पनी विद्युत उत्पादन की इकाईवार/चरणवार विद्युत गृहवार लागत लेखा अभिलेख, लागत विवरण, ब्यौरा विवरण तथा परिशिष्ट आदि सहित लागत सम्प्रेक्षा प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी एवं उसके पश्चात जैसा कि प्रथम दो वर्षों, अर्थात् 2024-25 तथा 2025-26 के द्रूप अप 2026-27 में टैरिफ अवधि 2024-29 की शेष अवधि के द्रूप अप 2029-30 जैसा कम्पनी स्तर से भारत सरकार को प्रस्तुत किया जाता है एकीकरण रूप में प्रस्तुत करेगी। प्रारम्भिक टैरिफ के निर्धारण के मामले में अन्तिम उपलब्ध लागत सम्प्रेक्षा प्रतिवेदन प्रस्तुत करना चाहिए।	
9	कोई अन्य सुसंगत सूचना (कृपया उल्लेख करें)	
10	वास्तविक अतिरिक्त पूँजीकरण तथा विद्युत गृह के चरणों में तुलन पत्र से समाधान	

टिप्पणी: याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फॉर्मेट में) तथा विस्तृत संगणना इन प्रारूपों में (एक्सेल फॉर्मेट पर) तथा अन्य सूचनायें सी0डी0/फ्लॉपी डिस्क पर भी प्रस्तुत की जायेंगी।

अन्य सूचनाएं/दस्तावेज

सार-पत्रक

भाग-एक: प्रपत्र-1

याचिकर्ता का नाम :

विद्युतगृह का नाम :

स्थान (क्षेत्र/ जिला / राज्य)

(लाख रुपयों में)

क्रम संख्या	विवरण	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	हास	लाख रु						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रु						
1.3	अंशपूँजी (इक्विटी) पर लाभ ¹	लाख रु						
1.4	कार्यकारी पूँजी पर ब्याज	लाख रु						
1.5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय	लाख रु						
	योग							
2.	ऊर्जा प्रभार की दर की संगणना (रु०/कि०वा मे) ¹							
2.1	प्राथमिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आर०ई०सी०) ²							
2.2	द्वितीयक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आर०ई०सी०)							
2.3	एक्स बस ऊर्जा प्रभार की दर (आर०ई०सी०) ^{3क, 3ख, 3ग}							

¹ विनियमों के अनुसार इक्विटी का विचारण करते हुए संगणनाओं का विवरण प्रस्तुत किया जाएगा।² यदि कई ईंधन एक साथ प्रयोग हो रहे हैं तो प्रत्येक ईंधन के संबंध में 2.1 अलग से दिया जाएगा।^{3क} गैस / द्रव ईंधन दृग्ध (चालित) संयंत्रों के मामले में ओपन साइकल आपरेशन तथा कम्बाइन्ड साइकल आपरेशन के लिये ऊर्जा प्रभार की दर अलग-अलग संगणित की जाएगी।^{3ख} यथा स्थिति, ए०बी०टी० (उपलब्धता आधारित टैरिफ) द्वारा आच्छादित संयंत्रों के मामले में बहिर्गमन (सेन्ट आउट) के लिये सूचीबद्ध एक्स बस ऊर्जा पर आधारित रूप से और ए०बी०टी० द्वारा अनाच्छादित संयंत्रों के मामले में बहिर्गमन (सेन्टआउट) हेतु सूचीबद्ध एक्स बस ऊर्जा पर आधारित रूप से कुल ऊर्जा प्रभार निकाला जाएगा।^{3ग} (मूल्य) समृद्धि का ध्यान रखने हेतु पश्चात्वर्ती वर्षों या एफ०पी०ए० के लिये ईंधन लागत में होने वाली किसी वृद्धि का भी विचार किया जाएगा।

(याचिकर्ता)

पूँजीगत लागत का सार-पत्र

भाग-एक: प्रारूप-1(1)

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक पूँजीगत लागत					
	जोड़ा: वर्ष/अवधि में वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अपूँजीकरण					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्यय वृद्धि					
	अंतिम: पूँजीगत लागत					
	औसत: पूँजीगत लागत					

पूँजीगत लागत का सार-पत्र

भाग-एक: प्रारूप-1(1)

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक अंश पूँजी					
	जोड़ा: वर्ष/अवधि में अतिरिक्त प्राप्ति के कारण वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अपूँजीकरण के कारण कमी					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी के कारण कमी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्ययों में वृद्धि					
	अंतिम अंश पूँजी					
	औसत अंश पूँजी					
	अंश पूँजी पर लाभ की दर					
	अंश पूँजी पर लाभ					

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रारूप 2

संयन्त्र के लक्षण

इकाई(याँ)/समूह/प्रमाणक	इकाई-1	इकाई-2	इकाई-3		
स्थापित क्षमता (मेगावाट)					
विनियोग अनुमोदन के अनुसार वाणिज्यिक उपभोग के निर्धारण की तिथि					
वाणिज्यिक उपभोग की वास्तविक तिथि/अधिग्रहण की तिथि (जो भी लागू हो)					
खदान के मुहाने पर अथवा उससे इतर					
बोआयलर निर्माता का नाम					
टरबाइन जनरेटर निर्माता का नाम					
टरबाइन इनलेट पर स्टीम प्रेशर (केजी/सेमी ²)एबीएस ¹					
टरबाइन इनलेट में स्टीम टेम्परेचर (°से) ¹					
टरबाइन इनलेट पर रीहीट स्टीम प्रेशर (केजी/सेमी ²)एबीएस ¹					
टरबाइन इनलेट रीहीट स्टीम टेम्परेचर (°से) ¹					
एम0सी0आर0 स्थिति में टरबाइन इनलेट पर स्टीम फ्लो (टन/घंटे) ²					
वी0डब्लू0ओ0 स्थिति में टरबाइन इनलेट पर में स्टीम फ्लो (टन/घंटे) ²					
एम0सी0आर0/रेटेड स्थिति में इकाई का सकल विद्युत उत्पादन (मेगावाट) ²					
वी0डब्लू0ओ0 स्थिति में इकाई का सकल विद्युत उत्पादन (मेगावाट) ²					
गारन्टेड डिजाइन ग्रास टरबाइन साइकिल हीटरेट (के0 कलोरी/के0डब्लू0एच0) ³					
परिस्थितियाँ जिन पर डिजाइन हीट रेट गारन्टेड है					
एम0सी0आर0 प्रतिशत (%)					
मेकअप जल उपभोग का प्रतिशत(%)					
मेकअप जल प्रणाली की डिजाइन क्षमता					
इलेक्ट्रो कूलिंग प्रणाली की डिजाइन क्षमता					
कूलिंग जल का डिजाइन टेम्परेचर (°से)					
वैक प्रेशर					
बी0एम0सी0आर0 स्थिति में सुपर हीटर आउटलेट पर स्टीम का फ्लो (टन/घंटा)					
बी0एम0सी0आर0 स्थिति में सुपर हीटर आउटलेट पर स्टीम का प्रेशर (केजी/सेमी ²)					
बी0एम0सी0आर0 स्थिति में सुपर हीटर आउटलेट पर स्टीम का टेम्परेचर (°से)					
बी0एम0सी0आर0 स्थिति में री हीटर का आउटलेट पर स्टीम का प्रेशर (°से)					
बोआयलर की डिजाइन/गारन्टेड क्षमता (%) ⁴					
घरेलू/आयातित कोयले के मिश्रण के साथ तथा मिश्रण के बिना ईंधन का डिजाइन					
कूलिंग टावर की टाइप					
कूलिंग प्रणाली की टाइप ⁵					
बोआयलर फीड पम्प की टाइप ⁶					
ईंधन का विवरण ⁷					
प्राइमरी ईंधन					
सेकेंडरी ईंधन					
आउटलेट ईंधन					

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रारूप-3

टैरिफ की संगणना हेतु निर्धारित परिमाणक (नार्मेटिक पैरामीटर्स)

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विवरण	इकाई	वस्तविक 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
अंशपूर्जी पर लाभ की आधार दर	%						
कर की लागू दर 4	%						
लक्षित उपलब्धता	%						
आकिजलियरी विद्युत उपभोग	%						
ग्रॉस स्टेशन हीट रेट	के0कैल0 / यूनिट						
स्पेसिफिक फ्यूल आयल उपभोग	मिली / यूनिट						
क्रियाशील पूँजी के लिए कोयले की लागत	महीनों में						
क्रियाशील पूँजी के लिए सेकेण्डरी फ्यूल आयल की लागत	महीनों में						
परिचालन एवं अनुश्रवण व्यय	रु0 लाख / मे0वा0						
क्रियाशील पूँजी के लिए मेन्टीनेन्स स्पेयर्स	परिचालन एवं अनुश्रवण का %						
क्रियाशील पूँजी के लिए प्राप्य	महीने में						
प्राइमरी ईंधन की भण्डारण क्षमता	मैट्रिक टन						
स्टेट बैंक आफ इंडिया की आधार दर + दिनांक को 350 आधार बिन्दु	%						
घरेलू कोयले/आयातित कोयले के मिश्रण का अनुपात							

1. कोयला आधारित विद्युत गृहों के लिए
2. प्रासंगिक दिनांक को दर्शाये

(याचिकर्ता)

[illegible]

भाग-एक: प्रारूप-4 अ

विदेशी अंश पूँजी का विवरण
(याचिका में सम्मिलित परियोजना पर लागू अंश पूँजी को विवरण)

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

अंश पूँजी के उपभोग की तिथि की विनिमय दर:

क्र० सं०	वित्तीय वर्ष	वर्ष-1				वर्ष-2				वर्ष-3 एवं अग्रतर			
	विवरण	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (रु०)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (रु०)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (रु०)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	मुद्रा करेंसी 1												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा(करेंसी) 2												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा(करेंसी) 3												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा करेंसी 4 एवं अधिक												
अ-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													

1. मुद्रा के नाम का उल्लेख किया जाय यथा-यू०एस० डालर, डी०एम० आदि-आदि।

2. वर्ष के दौरान एक से अधिक करेंसी के उपभोग की स्थिति में प्रत्येक आहरण के दिनांक को विनिमय दर उल्लिखित की जाये।

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रारूप-5

विद्यमान परियोजनाओं की स्वीकार्य पूँजीगत लागत का सारांश

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम

परियोजना की स्थापना हेतु आयोग के अंतिम आदेश का दिनांक	दिनांक (दिन.....महीना.....वर्ष.)	
याचिका संख्या जिसमें उक्त आदेश पारित किये गये	याचिका संख्या	
उस अवधि जिसमें आयोग द्वारा टैरिफ को अनुमोदन प्रदान किया गया योजना का निम्न विवरण (स्वीकार किया गया तथा/अथवा विचारित किया गया):		
पूँजीगत लागत	(रुपये लाख में)*	
उपर्युक्त में सम्मिलित दायित्व जिसका भुगतान नहीं हुआ है (और जो परियोजना की स्वीकार्य लागत का अंग है)		
उपर्युक्त स्वीकार्य लागत जिसका भुगतान नहीं हुआ है के सापेक्ष में ऐसे दायित्व जिनका भुगतान नहीं हुआ है (परन्तु नकद भुगतान के कारण जिन्हें पूँजीगत लागत नहीं माना गया है)		
सकल सांकेतिक लागत संचयी पुनर्भुगतान		
शुद्ध सांकेतिक ऋण		
सांकेतिक अंश पूँजी		
संचयी ह्रास		
बन्धन मुक्त पूँजी।		

(याचिकर्ता)

भाग-1: प्रारूप-5 अ

पूँजी लागत प्राक्कलन का सार तथा नई परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन किये जाने की अनुसूची

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

नई परियोजनाएं:

पूँजी लागत प्राक्कलन:

पूँजी लागत प्राक्कलनों का अनुमोदन करने वाले निदेशक मण्डल / अभिकरण		
पूँजी लागत प्राक्कलन के अनुमोदन का दिनांक		
	वर्तमान (दिन) लागत	समापन लागत
अनुमोदित प्राक्कलनों का मूल्य स्तर	वर्ष के त्रैमासिक के अन्त पर	विद्युत गृह के अनुसूचित सी०ओ०डी० को
पूँजी लागत प्राक्कलनों हेतु विचारित विदेशी विनिमय दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस०डालर में या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० एवं हैजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डालर में या सुसंगत विदेशी मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
कुल आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये)		
विचारित करों और शुल्कों की दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को मिलाकर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डालर में या सुसंगत मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी० को मिलाकर पूँजी लागत (लाख रुपये)		
विनियोग अनुमोदन के अनुसार स्थापित किये जाने की अनुसूची / सारणी		
इकाई-एक की सी०ओ०डी०(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		

इकाई-दो की सी०ओ०डी०(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)

अंतिम इकाई/समूह की अनुसूचित सीओडी(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		

1. अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जाय।
2. पूंजी लागत के विवरण को यथा प्रयोज्य प्रपत्र 5-ब या 5-स के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
3. आईडीसी एवं वित्त पोषण प्रभारों के विवरण को प्रपत्र-14 के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।

(याचिकता)

भाग-एक: प्रपत्र-5 ब

'कोयला आधारित परियोजनाओं हेतु पूंजी लागत का विभाजन' क्रम

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	आस्तियों का वर्गीकृत विवरण	कट आफ डेट तक वास्तविक		देनदारियां / प्राविधान	विचलन (3-4-5)	विचलन के कारण	कट आफ डेट तक लागत
		मूल प्राक्कलन विनियोग अनुमोदन लागत के अनुसार	सी०ओ०डी का वास्तविक व्यय				
1	2	3	4	5	6	7	8
1.0	भूमि एवं कार्यस्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि						
1.2	पुनर्वास एवं पुनःस्थापन						
1.3	प्राथमिक निरीक्षण एवं स्थल विकास						
	कुल लागत (भूमि एवं स्थल विकास)						
2.0	संयंत्र एवं उपकरण						
2.1	वाष्प जनित्र भूखंड (आइलैन्ड)						
2.2	टरबाइन जनित्र भूस्थल						
2.3	बी०ओ०पी यांत्रिक						
2.3.1	बाह्य जल आपूर्ति प्रणाली						
2.3.2	सी०डब्लू प्रणाली						
2.3.3	डी०एम० जल संयंत्र						
2.3.4	(क्लेरिफिकेशन)शोधन संयंत्र						
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र						
2.3.6	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली						
2.3.7	राख रख-रखाव (हैंडलिंग) प्रणाली						
2.3.8	कोयला हैंडलिंग संयंत्र						
2.3.9	रोलिंग स्टाक तथा लोकोमोटिव						
2.3.10	एम०जी०आर०						
2.3.11	वायु संपीडन (कम्प्रेसर) प्रणाली						
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली						
2.3.13	अग्निशमन प्रणाली						
2.3.14	एच०पी०/एल०पी० नल व्यवस्था						
2.3.15	एफ०जी०डी० सिस्टम, यदि कोई						
2.3.16	डी० सेलीनेशन प्लांट आफ सी वाटर इनटेक						
2.3.17	एक्टर्नल कोल हैंडलिंग इन जैटी, यदि कोई						
	कुल बी०ओ०पी० यांत्रिक						
2.4	बी०ओ०पी० विद्युतिक						
2.4.1	स्विच यार्ड पैकेज						
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज						
2.4.3	स्विचगियर पैकेज						
2.4.4	केबिल, केबिल सुविधायें एवं ग्राउंडिंग						
2.4.5	लाइटिंग (प्रकाश व्यवस्था)						

2.4.6	आकस्मिकता डी0जी0 सेट						
	कुल वी0ओ0पी0 विद्युतिक						
2.5	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पैकेज						
	करों एवं शुल्क को छोड़कर कुल संयंत्र एवं उपकरण						
2.6	कर एवं शुल्क						
3	आरम्भिक स्पेयर्स (अतिरिक्त पुर्जे)						
4	सिविल कार्य						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासकीय भवन						
4.2	सी0डब्लू प्रणाली						
4.3	शीतलीकरण मीनार (कूलिंग टावर)						
4.4	डी0एम0 जल संयंत्र						
4.5	शोधन संयंत्र						
4.6	क्लोरोनीकरण संयंत्र						
4.7	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली						
4.8	कोयला रख-रखाव संयंत्र						
4.9	एम0जी0आर0 एवं मार्शलिंग यार्ड						
4.10	राख हैंडलिंग प्रणाली						
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास						
4.12	अग्निशमन प्रणाली						
4.13	नगरीकरण (टाउनशिप) एवं कालोनी						
4.14	अस्थायी ताप विनिर्माण एवं सक्षमकारी कार्य						
4.15	सड़क एवं जल विकास						
	कुल सिविल कार्य						
5.0	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय						
5.1	इरेक्शन (निर्मिति) परीक्षण एवं स्थापित किया जाना						

5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालक प्रशिक्षण					
5.4	निर्माण बीमा					
5.5	औजार एवं संयंत्र					
5.6	स्टार्ट अप (आरंभक) ईंधन					
	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय					
6.0	ओवर हेड					
6.1	अधिष्ठान					
6.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण					
6.3	संपरीक्षा तथा लेखा					
6.4	कंटेन्जेन्सी (प्रासंगिकता)					
	कुल ओवरहेड					
7.0	आई0डी0सी0 एवं एफ0सी0 को छोड़कर पूँजी लागत					
8.0	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 एवम् हैजिंग लागत					
8.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)					
8.2	फाईनेंसिंग चार्जेस (एफ0सी0)					
8.3	विदेशी विनिमय दर विचलन (एफ0आई0आर0वी0)					
8.4	हैजिंग लागत					
	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत					
9	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत					

टिप्पणी:

1. लागत विचलन की स्थिति में एक विस्तृत टिप्पणी यह दर्शाते हुए प्रस्तुत की जानी चाहिए कि लागत में ऐसा आधिक्य उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण से बाहर था।
2. अपेक्षा से अधिक समय तथा लागत हो जाने के मामले में, ऐसे अधिक समय व लागत के कारणों को देते हुए एक विस्तृत विवरण दिया जाएगा जिसमें जिम्मेदार अभिकरण को इंगित किया जाएगा और यह कि क्या ऐसे समय व लागत का उपरिब्यय उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से परे था या नहीं।
3. समय में विलम्ब के कारण लागत में प्रभाव को यह दर्शाते हुए विभिन्न पैकेज में मूल्य वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 से वास्तविक सी0ओ0 डी0 तथा आई0डी0सी0 में वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 तथा वास्तविक सी0ओ0डी0 में परिवर्तन के फलस्वरूप हुई है, जिन्हें अलग-अलग दर्शाया गया है।
4. समय में वृद्धि के प्रत्येक कारण के लागत पर प्रभाव को मात्रात्मक रूप से आवश्यक अभिलेखों तथा संगणना के साथ प्रस्तुत करना चाहिए।
5. प्रारम्भिक पुर्जों सहित कार्यों की मूल व्यापकता के अनुसार आस्ति/कार्यवार शेष कार्य की सूची प्राक्कलन सहित प्रस्तुत करना आवश्यक होगा।

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-5 स

निर्माण / आपूर्ति / सर्विस पैकेज का विभाजन क्रम

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

1	निर्माण/आपूर्ति/ सेवा पैकेज का नाम/संख्या	पैकेज अ	पैकेज ब	पैकेज स	सभी पैकेजेज की कुल लागत
2	कार्य का क्षेत्र (लागत के शीर्ष में जैसा लागू है)				
3	आई0सी0बी0/डी0सी0बी0/विभागीय/डिपार्जिट कार्य के रूप में आवंटित				
4	प्राप्त प्रस्तावों की संख्या				
5	आदेश पारित किये जाने की तिथि				
6	कार्य प्रारम्भ करने की तिथि				
7	कार्य पूर्ण होने की तिथि/कार्य पूरा होने की सम्भाव्य तिथि				
8	आदेश की धनराशि (लाख रुपये में)				
9	मूल्य निश्चित अथवा वृद्धि सहित				
10	कार्य की पूर्ति अथवा सी0ओ0डी0 की तिथि जो भी पहले हो वास्तविक व्यय (लाख रुपये में)				
11	कर एवम् शुल्क तथा आई0ई0डी0सी0 (लाख रुपये में)				
12	आई0डी0सी0,एम0सी0,एम0ई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये में)				
13	उपयोग (10+11+12) (लाख रुपये में)				

सहस्रकर्मि का
प्रमाणित किया
गया है कि
यह प्रमाणित
किया गया है
कि प्रमाणित
किया गया है
कि प्रमाणित
किया गया है
कि प्रमाणित
किया गया है

(याचिकर्ता)

प्रमाणित

भाग-एक:प्रारूप 5 द

नई परियोजनाओं के विचलन, पैरामीटर्स, एच्छिक पैकेज आदि का निर्धारण

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

इकाई का आकार		
इकाईयों की संख्या		
ग्रीनफील्ड / विस्तार		
क्र० सं०	विचलन	(डिजाइन आपरेटिंग रेंज) मूल्यांकन
1	कोयले की गुणवत्ता – कैलोरीफिक वैल्यू	
2	राख अंश	
3	नमी अंश	
4	बायलर क्षमता (एफीसैसी)	
5	सस्पेंडेड पार्टिकुलेट मैटर	
6	राख का उपयोग	
7	बायलर का कन्फिगुरेशन	
8	टरबाइन हीट रेट	
9	सी०डब्लू० टैम्परेचर	
10	जल संसाधन	
11	जल संसाधन की दूरी	
12	क्लैरीफायर	
13	तेल की अनलोडिंग का तरीका	
14	कोयले की उतराई का तरीका	
15	फ्लाई ऐश के निस्तारण की प्रणाली एवं दूरी	
16	बोतम ऐश डिस्पोजल का तरीका एवं दूरी	
17	मिट्टी की प्रकृति	
18	फाउण्डेशन टाइप (चिमनी)	
19	वाटर टेबल	
20	सीसमिक एवं विण्ड जोन	
21	कॉन्डेंसेट कूलिंग मैथड	
22	डीसेलीनेशन / आर० ओ० प्लांट	
23	एवेक्यूेशन वोल्टेज स्तर	
24	कोयले की प्रकृति (टाइप) घरलू / आयातित	
	पैरामीटर / वैरियेबिल्स	मूल्यांकन
	कार्य पूर्णता की निर्धारित अवधि	
	भुगतान की शर्तें	
	परफार्मेंस गारंटी दायित्व	
	मूल्य का आधार (निश्चित / वृद्धियोग्य / सम्बद्ध)	
	संयंत्र का आपूर्तिकर्ता (मूल निर्माता राष्ट्र)	
	एच्छिक पैकेज	हाँ / नहीं
	डीसेलीनेशन प्लांट / आर०ओ० प्लांट	
	एम०जी०आर०	
	रेलवे साइडिंग	
	बन्दरगाह पर उतारने हेतु संयंत्र	
	रोलिंग स्टॉक / लोकोमोटिव	
	एफ०जी०डी० प्लांट	
	सम्बद्धता बिन्दु तक पारेषण लाइन की लम्बाई (किमी० में)	

(याचिकर्ता)

भाग -एक : प्रपत्र 5 द(1)

मूल्य वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र० सं०	आस्तियों का वर्गीकरण	सदस्य मण्डल द्वारा मूल लागत (लाख रु०)	वास्तविक / व्यय की गयी अथवा की जायगी अनुमानित लागत (लाख रु०)	अन्तर	अन्तर का कारण (जहाँ लागू हो संगणना लें संबंधित अभिलेख प्रस्तुत करें)	हार्डवेयर की लागत में वृद्धि के कारण साफ्टवेयर लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
1.0	भूमि एवं स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि*					
1.2	रिहैबिलेशन एवं री-सैटिलमेंट (आर० एण्ड आर०)					
1.3	प्रारम्भिक जाँच एवं कार्यस्थल विकास					
2	संयंत्र एवं उपकरण					
2.1	वाष्प जेनरेटर आइलैण्ड					
2.2	टरबाइन जेनरेटर आइलैण्ड					
2.3	बी०ओ०पी० यांत्रिक					
2.3.1	ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली					
2.3.2	वाहत जल आपूर्ति प्रणाली					
2.3.3	डी०एम० जल संयंत्र					
2.3.4	सफाईकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरिनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन हैंडलिंग एवं भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख हैंडलिंग प्रणाली					
2.3.8	कोयला हैंडलिंग प्रणाली					
2.3.9	रोलिंग स्टॉक एवं लोकोमोटिव					
2.3.10	एम०जी०आर०					
2.3.11	एयर कम्प्रेसर प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्निशमन प्रणाली					
2.3.14	एच०पी० / एल०पी० प्रवाह नलिका (पाइपिंग)					
	कुल बी०ओ०पी० यांत्रिक					
	बी०ओ०पी० विद्युतिक					
2.4.1	स्विच यार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विचगियर पैकेज					

2.4.4	केबिल, केबिल सुविधाएं एवं ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश व्यवस्था (लाइटिंग)					
2.4.6	आकस्मिक डी0जी0 सेट					
	कुल बी0ओ0पी0 विद्युतिक					
2.5	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पैकेज					
	करों एवं शुल्क को छोड़कर कुल संयंत्र एवं उपकरण					
3	आरम्भिक स्पेयर्स (पुर्जे)					
4	सिविल कार्य					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासकीय भवन					
4.2	सी0 डब्लू0 प्रणाली					
4.3	शीतलीकरण मीनार (कूलिंग टावर)					
4.4	डी0एम0 जल संयंत्र					
4.5	'शोधन' संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली					
4.8	कोयला रख-रखाव संयंत्र					
4.9	एम0जी0आर0 एवं मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख हैंडलिंग प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र का विकास					
4.12	अग्निशमन प्रणाली					
4.13	नगरीकरण (टाउनशिप) एवं कालोनी					
4.14	अस्थायी विनिर्माण एवं समर्थकारी कार्य					

4.15	सड़क एवं जल विकास					
	कुल सिविल कार्य					
5	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय					
5.1	इरेक्शन (निर्मिति) परीक्षण एवं स्थापित किया जाना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों को प्रशिक्षण					
5.4	निर्माण बीमा					
5.5	औजार एवं संयंत्र					
5.6	स्टार्ट अप (आरम्भिक) ईंधन					
	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय					
6	ओवर हेड					
6.1	अधिष्ठान					
6.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण					
6.3	संपरीक्षा तथा लेखा					
6.4	कंटेन्जेन्सी (प्रासंगिकता)					
	कुल ओवरहेड					
7	आई0डी0सी0 एवं एफ0सी0 को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 एवं हैजिंग को छोड़कर पूंजी लागत					
8.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)					
8.2	वित्त पोषण, (फाईनैसिंग चार्जेज) (एफ0सी0)					
8.3	विदेशी विनिमय दर (एफ0आई0आर0वी0)					
8.4	हैजिंग लागत					
	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत					
9	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत					

'फ्रीहोल्ड एवम् लीज़ होल्ड भूमि का विवरण प्रस्तुत करें।

टिप्पणी:—लागत विचलन की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शायें तथा उससे प्रभावित धनराशि को सम्बन्धित अभिलेखों तथा अभिगणना से प्रभावित करें।

(याचिकर्ता)

भाग - एक: प्रपत्र 5 द(2)

समयावधि वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	क्रिया/कार्य/ सेवा का विवरण	मूल पूर्णता समयावधि (योजना के अनुसार)		पूर्णता समयावधि (वास्तविकता अनुसार)		विलम्ब समयावधि	विलम्ब के कारण	अन्य प्रभावित क्रियाएँ (क्रिया की क्रम संख्या अंकित करें)
		आरम्भ तिथि	पूर्णता तिथि	वास्तविक आरम्भ तिथि	वास्तविक पूर्णता तिथि	दिनों में		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

1. विलम्ब की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शायें तथा उससे प्रभावित धनराशि को सम्बन्धित अभिलेखों तथा अभिगणना से प्रमाणित करें।
2. क्रियाओं की जटिलता के अनुसार दर्शायें।

(याचिकर्ता)

भाग—एक: प्रपत्र 5 (ई)

पूँजी पर अतिरिक्त लाभ की मांग के मामले में
याचिकर्ता का नाम
विद्युत गृह का नाम

परियोजना	विनियोग अनुमोदन के अनुसार पूर्णता अवधि				वास्तविक पूर्णता अवधि				विनियम के अनुसार निर्धारित पूर्णता अवधि महीनों में
	प्रारम्भ तिथि	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि	पूर्णता समयावधि महीनों में	निर्धारित क्षमता	आरम्भ तिथि	वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि	वास्तविक पूर्णता अवधि महीनों में	परीक्षित क्षमता	
प्रथम इकाई									
द्वितीय इकाई									
तृतीय इकाई									
चतुर्थ इकाई									
.....									
.....									

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-6

वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) तक वित्तीय पैकेज

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

परियोजना लागत जैसा सी0ओ0डी0¹ को था :विद्युत गृह के वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक² :

विवरण	यथा अनुमोदित		वित्तीय पैकेज जैसा सी0ओ0डी0 का था		सी0ओ0डी0 को यथा स्वीकृत	
	वित्तीय पैकेज मुद्रा तथा धनराशि ³		मुद्रा तथा धनराशि ³		मुद्रा तथा धनराशि ³	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-एक	यू0एस0 डालर	200 मिलियन				
ऋण-दो						
ऋण-तीन						
इसी प्रकार आगे						
अंश पूंजी (इक्विटी)						
विदेशी						
घरेलू						
कुल अंशपूंजी (रु0)						
ऋण : अंश पूंजी अनुपात						

टिप्पणी:

1. 200 मिलियन यू0एस0डालर + 80 करोड़ रुपये या 200 मिलियन यू0एस0डालर को सम्मिलित करते हुए 1320 करोड़ रुपये, 1 यू0एस0डालर = 62/- रुपये की विनिमय दर पर।
2. प्रत्येक इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का विवरण प्रस्तुत करें।
3. उदाहरणार्थ: यूएस डालर 200 मिलियन, आदि।

(याचिकर्ता)

भाग—एक:प्रपत्र—7

परियोजना के विशिष्ट ऋणों का ब्यौरा

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-2024/वा0प्र0 के दिनांक तक आहरित सकल ऋण की धनराशि ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो,						
आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁷						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है ⁹	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
उपर्युक्त हाँ है तो कैप्स/फ्लोर विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि ¹⁰						
ऋण स्थगन प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
प्रतिसंदाय प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय बारंबारता ¹²						
प्रतिसंदाय की किश्तें ^{13,14}						
आधारक विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी ऋण हैज्ड हैं?						
यदि उपर्युक्त हाँ, तो विवरण दर्शायें						

1. ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस अभिकरण से है जिससे ऋण लिया गया है, यथा—डब्लू0बी0, ए0डी0बी0, पी0एन0बी0, एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0 इत्यादि।
2. मुद्रा (करेंसी) का तात्पर्य ऋण की प्रचालित मुद्रा से है, यथा यू0एस0डालर, डी0एम0, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे।
4. जहां ऋण का पुनः वित्त पोषण किया गया हो तो पुनः वित्त पोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा। तथापि, उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
5. यदि विभिन्न इकाइयों के लिए याचिका में टैरिफ का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
6. ब्याज के प्रकार का तात्पर्य ब्याज की स्थिरता (फिक्स्ड) या अस्थिर (फ्लोटिंग) से है।
7. आधार दर का तात्पर्य पी0एल0आर0, एल0आई0बी0ओ0आर0, आदि जैसे आधार से है, जिसके ऊपर उपान्त (मार्जिन) जोड़ा जाना है। आहरण के दिनांक से विभिन्न दिनाकों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।

8. उपान्त (मार्जिन) का तात्पर्य अस्थिर (फ्लोटिंग) दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्याइन्ट) से है।
9. कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो, तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
10. ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है, जिसके दौरान ऋण-सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
11. प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष, आदि से है।
12. प्रतिसंदाय बारंबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है जिस पर ऋण-सेवा (डेब्ट सर्विसिंग) की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक इत्यादि।
13. जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण/प्रतिसंदाय हो, तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसंदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
14. यदि ऊपर प्रस्तुत आँकड़ों से प्रतिसंदाय की किस्त धनराशि और प्रतिसंदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सके, तो प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसंदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान आस्तियों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचालित विनिमय दर से है।
17. हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति, हैजिंग की समयावधि तथा हैजिंग की लागत आदि, दर्शायें।
18. विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर, जो प्रतिसंदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शायें।
19. टूटिंग अप के समय ब्याज की दर का पुनः निर्धारण, यदि कोई हो, अलग से प्रस्तुत करें।
20. टूटिंग अप के समय ऋण के पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित था, उसका विवरण दर्शायें। विवरण, जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि, पुनर्वित्त पोषित ऋण उसकी शर्तें तथा अन्य वित्त पोषण व्यय जो किये गये हैं, दर्शायें।

(याचिकर्ता)

विभिन्न परियोजनाओं को निगमित ऋणों के आवंटन का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	अभ्युक्ति
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-24/सीओडी0 तक आहरित सकल ऋण की धनराशि 3,4,5,13,15						
ब्याज का प्रकार ³						
स्थिर ब्याज दर, यदि लागू हो, आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁷						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁸						
क्या कोई ऊपरी/नीचे की सीमा है ⁹	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
यदि उक्त का उत्तर "हाँ" है, तो ऊपरी/नीचे की सीमा विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि ¹⁰						
ऋण स्थगन कब से प्रभावी						
प्रति संदाय अवधि ¹¹						
प्रति संदाय कब से प्रभावी						
प्रति संदाय बारंबारता ¹²						
प्रति संदाय की किश्तें ^{13,14}						
आधार विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण हैज्ड है?						

विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेज का वितरण						
परियोजना का नाम						योग
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 एवं क्रमशः अग्रतर						

टिप्पणी:-

1. ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस अभिकरण से है, जिससे ऋण लिया गया है, यथा—डब्लू0बी0, ए0डी0बी0, पी0एन0बी0, एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0, इत्यादि।
2. मुद्रा (करेंसी) का तात्पर्य ऋण की प्रचालित मुद्रा से है, यथा यू0एस0डालर, डी0एम0, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे।
4. जहाँ ऋण का पुनः वित्त पोषण किया गया हो, तो पुनः वित्त पोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा। तथापि, उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
5. यदि विभिन्न इकाइयों के लिए याचिका में टैरिफ का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
6. ब्याज के प्रकार का तात्पर्य ब्याज की स्थिरता (फिक्स्ड) या अस्थिर (फ्लोटिंग) से है।
7. आधार दर का तात्पर्य पी0एल0आर0, एल0आई0बी0ओ0आर0, आदि जैसे आधार से है, जिसके ऊपर उपान्त (मार्जिन) जोड़ा जाना है। आहरण के दिनांक से विभिन्न दिनाकों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।
8. उपान्त (मार्जिन) का तात्पर्य अस्थिर (फ्लोटिंग) दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्वाइन्ट) से है।
9. कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
10. ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है, जिसके दौरान ऋण-सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
11. प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष, आदि से है।
12. प्रतिसंदाय बारंबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है, जिस पर ऋण-सेवा (डेब्ट सर्विसिंग) की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक, इत्यादि।
13. जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण/प्रतिसंदाय हों, तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसंदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
14. यदि ऊपर प्रस्तुत आँकड़ों से प्रतिसंदाय की किस्त धनराशि और प्रतिसंदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सके, तो प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसंदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान आस्तियों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचलित विनिमय दर से है।
17. हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति, हैजिंग की समयावधि तथा हैजिंग की लागत, आदि दर्शायें।
18. विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर, जो प्रतिसंदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शायें।
19. टूटिंग अप के समय ब्याज की दर का पुनः निर्धारण यदि कोई हो, अलग से प्रस्तुत किया जायेगा।
20. टूटिंग अप के समय ऋण का पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित उसका विवरण दर्शायें। विवरण जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि, पुनर्वित्त पोषित ऋण, उसकी शर्तें, तथा अन्य वित्त पोषण व्यय, जो किये गये हैं, आदि दर्शायें।

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-9(अ)

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के उपरान्त अतिरिक्त पूँजीगत लागत का वर्ष वार विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	कार्य/उपकरण का शीर्ष	अतिरिक्त पूँजीगत व्यय की मांग (वास्तविक/प्रायोजित)				विनियमावली जिसके अधीन मांग की गयी	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकार की गयी धनराशि, यदि कोई हो
		देयता आधार पर	देयता जिसका भुगतान नहीं हुआ	नकदी आधार पर	निर्माण अवधि का ब्याज जो कालम 3 में सम्मिलित है			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

- यदि परियोजना पूर्ण हो चुकी है तथा लागत किसी टैरिफ विज्ञप्ति में विगत में स्वीकार किया जा चुका है, तो 10वें कालम में टैरिफ अधिसूचना में जो लागत स्वीकार की गयी, तो ऐसे अधिकरण का नाम दें। टैरिफ आदेश की प्रति भी संलग्न करें।
- उपर्युक्त सूचना टैरिफ समयावधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष/काल के लिए अलग अलग प्रस्तुत करें।
- यदि आस्ति पूँजीकरण घंटा है, तो उसकी सूचना कालम 1, 2, 3, एवं 4 में अलग से दें। साथ ही मूल पुस्तक मूल्य तथा पूँजीकरण आस्ति के सम्बन्ध में कालम 8 में दें। यदि पूँजीकरण में कभी अनुमान आधारित है, तो उसे अलग से दर्शायें।
- जब कोई आस्ति सेवा हेतु आयोग्य घोषित कर दी जाती है, तो उसकी पूँजीगत लागत समाप्त कर दी जाती है तथा उसके पुस्तक मूल्य को कालम 3 में दर्शायें। इसकी धनराशि में अन्तर तथा पूँजीकरण का वर्ष कालम 8 में दर्शायें।
- प्रत्येक आस्ति के पूँजीकरण का औचित्य विनियमावली के विशिष्ट प्राविधानानुसार, जिसमें माँग की है दर्शाया जाना चाहिए तथा ऐसी आस्ति विशेष के पूँजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख होना चाहिए।

टिप्पणी:

- प्रपत्र को काल क्रम में वर्षवार लाभार्थियों को प्राप्त होने वाले लाभ तथा उसकी आवश्यकता का विस्तृत औचित्य दर्शाते हुए भरें।
- आरम्भिक पूँजी की उपकरण के साथ क्रय की स्थिति में ऐसे पूँजी की लागत को अलग से दर्शायें, जैसे रोटर - 50 करोड़, आरम्भिक पुर्जे-5 करोड़।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-9(ब)

परियोजना की उपभोग योग्य जीवनकाल के अन्त में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	वर्ष	प्रत्येक इकाई/विद्युत गृह के उपभोग के योग्य जीवन काल के अन्तिम पाँच वर्षों में किये गये कार्य/उपकरण की आपूर्ति	अतिरिक्त पूँजीगत व्यय की मांग (वास्तविक/प्रायोजित)				विनियमावली जिसके अन्तर्गत माँग की गई	औचित्य	काल वृद्धि पर प्रभाव
			देय होने के आधार पर	कालम 4 में सम्मिलित दायित्व जिसका भुगतान होना है	नकद भुगतान आधारित (6=4-5)	कालम 4 में सम्मिलित निर्माणकाल में ब्याज			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

टिप्पणी:

1. अतिरिक्त व्यय की माँग हेतु प्रस्तुत याचिका के साथ पूँजीगत वृद्धि से होने वाले लागत लाभ का विश्लेषण प्रस्तुत करना चाहिए।

प्रत्येक आस्ति से सम्बन्धित माँगे गये अतिरिक्त पूँजीकरण का सम्बन्धित विनियमों के अनुसार औचित्य तथा अतिरिक्त पूँजीकरण की आवश्यकता दर्शाये।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-9(ब)0-1

अवधि में हटायी गयी आस्तियों का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्षेत्र प्रदेश जिला

क्र०सं०	आस्ति का नाम	पूँजीकरण से हटाये जाने की प्रकृति (आस्ति की समाप्ति अथवा अतिरिक्त पूँजीगत व्यय हेतु मांगी गयी)	पूँजीकृत की गयी आस्ति का मूल मूल्यांकन	प्रयोग में लाये जाने का वर्ष	पूँजीकरण समाप्त किये जाने की तिथि तक हास की धनराशि
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पणी : विवरण वर्षवार प्रस्तुत किया जाय।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-9 (ग)

माँगे गये अतिरिक्त पूँजीकृत व्यय का पुस्तकों के अनुसार वृद्धि से समाधान विवरण

याचिकर्ता का नाम
विद्युत गृह का नाम
वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

क्र०सं०	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	घटाया: प्रारम्भिक सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	पुस्तक के अनुसार कुल आधिक्य					
	घटाया: अन्य चरणों से सम्बन्धित आधिक्य (चरणवार विभाजन करें)					
	प्रदर्शित परियोजना/इकाई/चरण से सम्बन्धित शुद्ध आधिक्य					
	घटाया: पृथकीकरण (मर्दे जो अनुमन्य नहीं/नहीं मांगी गयीं)					
	शुद्ध माँगा गया अतिरिक्त पूँजीगत व्यय					

टिप्पणी : किसी भी व्यय को समाप्त किये जाने की स्थिति में कारणों को स्पष्ट करें।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-9 (द)

समाप्त किये जाने हेतु प्रस्तावित मदों/आस्तियों/कार्यों का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचलन की तिथि

क्र०सं०	कार्य/ उपकरण का शीर्ष	समाप्त किये जाने हेतु अतिरिक्त पूँजी व्यय की माँग				औचित्य
		देयता पर आधारित	कॉलम 3 में सम्मिलित भुगतान हेतु देयता	भुगतान के आधार पर (5=3-4)	निर्माण काल में ब्याज जो कालम 3 में सम्मिलित नहीं	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)

टिप्पणी :

1. ऐसी आस्तियों के समापन की स्थिति में, जिन्हें टैरिफ आदेश में सम्मिलित नहीं किया गया था, आयोग के विशिष्ट आदेश का दिनांक, याचिका संख्या तथा घनराशि, जो अस्वीकृत की गयी थी, दर्शायें।
2. अन्तर इकाई स्थानांतरण के लिये स्थानांतरण की प्रकृति, जैसे अस्थायी अथवा स्थायी अंकित करें। यह प्रमाणित किया जायेगा कि वांछित समापन केवल आयातित विद्युत गृह पर है न कि निर्यातक विद्युत गृह में अथवा दोनों विद्युत गृहों में।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र 9 द

पूँजी लागत विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

धनराशि लाख रु० में

क्र०सं०	विवरण	प्रासंगिक तिथि को
क	पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ख	सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में समयावधि में आधिक्य (सीधी क्रय)	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ग	समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में वृद्धि (प्रगतिशील पूँजीकृत व्यय से स्थानांतरित)	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
घ	समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक से हटायी गई धनराशि)	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ड.	पुस्तकों के अनुसार अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ड. में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	

टिप्पणी:-

प्रासंगिक तिथि/तिथियों का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी०ओ०डी०) से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवम् अन्त की उसकी दर्शायी गयी तिथि से।

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र 9-फ

प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों का विवरण पत्र
(प्रासंगिक तिथि एवं वर्षवार दे)

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	विवरण	प्रासंगिक तिथि को
क	पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक प्रगतिशील पूँजीगत कार्य	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ख	प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों में अवधि में बढ़ोतरी	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ग	अवधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) को स्थानांतरित धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
घ	अवधि में प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित व्ययों में की गयी कमी	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ङ	पुस्तकों के अनुसार अंतिम पूँजीगत प्रगतिशील कार्य	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	

टिप्पणी:-

प्रासंगिक तिथि/तिथियों का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी०ओ०डी०)से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवम् अन्त की दर्शायी गयी तिथि से।

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रारम्भ)	वास्तविक					स्वीकृत				
	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य / उपकरणों में पूंजीकृत धनराशि										
वित्त पोषण के विवरण										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और क्रमशः अग्रतर										
कुल ऋण ²										
अंश पूंजी (इक्विटी)										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया विवरण दें)										
योग										

टिप्पणी:

1. प्रथम वर्ष का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि वाले वर्ष से है तथा द्वितीय वर्ष, तृतीय वर्ष आदि क्रमशः उससे अगले वर्ष होंगे।
2. अतिरिक्त पूंजीकरण की पूर्ति हेतु वांछित ऋणों का विवरण प्रपत्र-7 अथवा 8 के अनुसार, जो भी प्रासंगिक हो, दें दिया जाय।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-11

हास दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

घनराशि लाख रु० में

क्रम संख्या	आस्तियों के नाम 1	ग्रास ब्लाक जैसा कि 31-03-2024 को या सी०ओ०डी०, जो भी बाद में हो, तथा उसके पश्चात् 31-3-2029 तक	सी०ई०आर०सी० की हास दर अनुसूची के अनुसार हास की दरें	प्रत्येक वर्ष के लिए 31-3-2029 तक की घनराशि
	1	2	3	4 = स्तम्भ-2 X स्तम्भ-3
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और अग्रतर			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	योग			
	भारित औसत मूल्य हास दर (%)			

*फ्रीहोल्ड एवं लीज होल्ड भूमि के विवरण अलग-अलग दर्शाये।

टिप्पणी :

1. आस्तियों के नाम, अधिसूचना के साथ संलग्न हास अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुरूप होने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-12

हास का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०सं०	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	प्रारम्भिक पूँजी लागत						
	अंतिम पूँजीगत लागत						
	पूँजीगत लागत का औसत						
	फ्री होल्ड भूमि						
	हास की दर						
	हास की धनराशि						
	अवधि के आरम्भ में उपभोग						
	समयावधि के प्रारम्भ में उपभोग योग्य जीवनकाल का अवशेष						
	हास योग्य शेष मूल्यांकन						
	हास (अवधि के लिए)						
	हास (वार्षिक आधार पर)						
	अवधि के अन्त में संचयी हास						
	घटायी: दिनांक 01.04.2019 अथवा विद्युत गृह के वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि अथवा विद्युत गृह वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को बिना भुगतान किये गये दायित्वों से सम्बन्धित संचयी हास की धनराशि						
	घटाया: पूँजीकरण के वापस लिये जाने के कारण संचयी हास का समायोजन						
	अवधि के अन्त में शुद्ध संचयी हास						

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-13

वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर की गणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
ऋण-1						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-2						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-3 एवं इसी प्रकार आगे						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						

ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
सकल ऋण – आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरम्भिक						
जोड़ें – वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें – वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋणों पर ब्याज						
ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						

टिप्पणी:

विदेशी ऋणों की दशा में भारतीय रुपयों में गणना प्रस्तुत की जानी है। तथापि, मूल मुद्रा में भी गणना को अलग से उसी प्रपत्र में प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकर्ता)

भाग—एक:प्रपत्र—13(अ)

ऋण पर ब्याज की गणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
सकल ऋण — आरम्भिक						
गत वर्ष तक ऋणों की संचयी अदायगी						
शुद्ध ऋण — आरम्भिक						
जोड़ी: वर्ष / अवधि में अतिरिक्त ऋणों के कारण वृद्धि						
घटायी: वर्ष / अवधि में पूँजीकरण के समापन के फलस्वरूप कमी						
घटायी: वर्ष / अवधि में ऋणों की अदायगी के कारण कमी						
जोड़ी: वर्ष / अवधि में व्ययों के पुनर्मूल्यांकन के कारण वृद्धि						
शुद्ध ऋण — अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
ऋणों पर ब्याज						

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-13(ब)

कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	कोयले की लागत ¹						
2	द्वितीयक तेल ईंधन की लागत ¹						
3	ईंधन लागत						
4	द्रव ईंधन भंडार						
5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
6	अनुरक्षण हेतु अतिरिक्त पुर्जें						
7	प्राप्तियां						
8	कुल कार्यकारी पूंजी						
9	ब्याज की दर						
10	कार्यकारी पूंजी पर ब्याज						

¹कोयला आधारित उत्पादन विद्युत गृहों के लिये।

(याचिकर्ता)

भाग—एक:प्रपत्र—13(स)

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को अन्य आय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ऋणों एवम् अग्रिम पर ब्याज						
2	जमाओं पर प्राप्त ब्याज						
3	विनियोग से आय						
4	स्क्रेप (रद्दी) की विक्रय से आय						
5	सामयिक भुगतान पर प्राप्त छूट						
6	लाभार्थियों से विलम्बित भुगतान पर अधिभार						
7	आवासीय भवनों से प्राप्त किराया						
8	विविध प्राप्तियाँ (विवरण दें)						
जोड़ें						

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-13(द)

वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि/वास्तविक अथवा अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक निर्माण अवधि में आकस्मिक व्यय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०सं०	विवरण	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि	वास्तविक /अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि
अ	व्यय की शर्तें		
1	कार्मिकों के लाभ सम्बन्धी व्यय		
2	वित्त पोषण लागत		
3	जल प्रभार		
4	सन्देश व्यय		
5	विद्युत व्यय		
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
7	अन्य व्यय (कृपया विवरण दें)		
8	अन्य परिचालन पूर्व व्यय		
		
		
ब	कुल व्यय		
	घटायी : निविदाओं की विक्रय से आय		
	घटायी : अतिथि गृह से आय		
	घटायी: सम्पिदाकारों से वसूली गयी आय		
	घटायी : जमाओं पर व्यय		

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-13(इ)

वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि/वास्तविक अथवा अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक
विभिन्न पैकेजेज में आकस्मिक व्यय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०सं०	विवरण	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को	वास्तविक /अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को
1	पैकेज-1		
2	पैकेज-2		
3	पैकेज-3		
4		
5		
6			

(याचिकर्ता)

भाग-एक: प्रपत्र-14

आई०डी०सी० एवं वित्त पोषण प्रभारों की गणना के लिये डा-डाउन शिड्यूल

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

[illegible]

1.2	कुल भारतीय ऋण								
	ड्रा-डाउन धनराशि								
	आई0डी0सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
1	आहरित ऋणों का योग								
	आई0डी0सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
	विदेशी विनिमय दर विचलन								
	हैजिंग लागत								
2	अंश पूँजी (इक्विटी)								
2.1	विदेशी अंश पूँजी								
2.2	भारतीय आहरित अंश पूँजी								
	परिनियोजित कुल अंश पूँजी								

टिप्पणी:-

- कार्यान्वयन अनुसूची की पूर्ति हेतु ऋण तथा अंश पूँजी (इक्विटी) का आहरण समरूप आधार पर होगा। आरम्भ काल में उच्चतर अंश पूँजी का आहरण अनुमन्य है।
- ब्याज की पुनर्निर्धारित तिथियों सहित लागू ब्याज दरें अलग से दें।
- बहु इकाइयों वाली परियोजनाओं के मामले में पूँजीकरण हेतु प्रयुक्त अनुपात का विवरण प्रस्तुत करें।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-14(अ)

वास्तविक नकद व्यय

(धनराशि लाख रु० में)

विवरण	त्रैमास-1	त्रैमास-2	त्रैमास-3	त्रैमास- सं० (सी०ओ०डी०)
सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) पर व्यय				
जोड़ा: प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों पर व्यय				
जोड़ा: पूँजीगत अग्रिम, यदि कोई हो				
घटाया: समाप्त किये गये दायित्व (उपर्युक्त में सम्मिलित)				
जोड़ा / घटाया: अन्य				
पूँजीगत आपत्तियों से सम्बन्धित संविदाकारों/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
संचयी भुगतान				

टिप्पणी:—यदि भुगतान तथा निधि के आवंटन में अन्तर हो, तो उसका औचित्य प्रस्तुत करें।

(याचिकता)

भाग-एक:प्रपत्र-15

'ऊर्जा प्रभार' की संगणना हेतु ईंधन के सम्बन्ध में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना/विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र० सं०	विवरण	इकाई	पूर्ववर्ती तीसरे माह के लिए (सी०ओ०डी० को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)		पूर्ववर्ती दूसरे माह के लिए (सी०ओ०डी० को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)		पूर्ववर्ती पहले माह के लिए (सी०ओ०डी० को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)	
			घरेलू	आयातित	घरेलू	आयातित	घरेलू	आयातित
1	कोयला कंपनी द्वारा आपूर्ति कोयला की मात्रा	एम०एम०टी०						
2	कोयला कंपनी द्वारा आपूर्ति मात्रा में समायोजन (+/-)	एम०एम०टी०						
3	कोयला कंपनी द्वारा आपूर्ति कोयला (1+2)	एम०एम०टी०						
4	मानकीय पारगमन एवं (हैन्डलिंग) उठाई-धराई हानियां (कोयला आधारित परियोजना हेतु)	एम०एम०टी०						
5	शुद्ध आपूर्ति कोयला (3-4)	एम०एम०टी०						
6	कोयला कंपनी द्वारा प्रभारित धनराशि	रुपये						
7	कोयला कंपनी द्वारा प्रभारित धनराशि में समायोजन (+/-)	रुपये						
8	कुल प्रभारित धनराशि (6+7)	रुपये						
9	रेल/जहाज/सड़क द्वारा परिवहन हेतु परिवहन प्रभार	रुपये						
10	रेल/ट्रान्सपोर्ट कंपनी द्वारा प्रभारित धनराशि में समायोजन (+/-)	रुपये						
11	डेमरेज (विलम्ब) प्रभार, यदि कोई	रुपये						
12	एम०जी०आर० प्रणाली के द्वारा, यदि लागू हो, कोयला परिवहन में डीजल की लागत	रुपये						
13	कुल परिवहन प्रभार (9+/-10-11+12)	रुपये						

14	परिवहन को मिलाकर आपूरित कोयले के लिये आपूरित कुल धनराशि(8+13)	रुपये						
15	दग्ध कोयले का भारित औसत सकल कैलोरी मूल्य	(कि०कैलोरी / कि०ग्रा०)						
16	मिश्रण का अनुपात (घरेलू/आयातित)							
17	प्रारम्भ में तीन माह की कोयले की भारित औसत लागत							
18	कोयला कम्पनी के बीजक के अनुसार घरेलू कोयले की जी०सी०वी०							
19	कोयला कम्पनी के बीजक के अनुसार आयातित कोयले की जी०सी०वी०							
20	बीजकों के अनुसार कोयले की औसत जी०सी०वी०							
21	विद्युत गृह पर प्राप्त घरेलू कोयले की जी०सी०वी०							
22	विद्युत गृह पर प्राप्त आयातित कोयले की जी०सी०वी०							
23	विद्युत गृह पर प्राप्त कोयले की भारित औसत जी०सी०वी०							

टिपणी:

1. कोयला आधारित तापीय संयंत्रों के लिए द्वितीयक ईंधन तेल का ऐसा ही विवरण अपयुक्त इकाई सहित प्रस्तुत किया जाये।
2. बिल की गई ग्रास क्लोरोफिक वैल्यू कोयले की मात्रा तथा मूल्य, जैसा संवैधानिक सम्प्रेक्षों द्वारा प्रमाणित हो, प्रस्तुत करना चाहिए।

(याधिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-16

पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित विवरण/सूचना जो प्रस्तुत की जाय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	कैपिटल पुर्जों एवं व्ययों का विवरण	जैसा कि अतिरिक्त पूँजीकरण हेतु माँगा गया	क्षतिपूर्ति भत्ते के माध्यम से वित्त पोषित	विशेष भत्ते के माध्यम से वित्त पोषित	भंडार एवम् पुर्जों के रूप में माँगा गया
	पुर्जों का नाम	धनराशि			
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-17

दायित्वों की निस्तारण गति का विवरण

याचिकर्ता का नाम
विद्युत गृह का नाम

पक्षकार	आस्ति/कार्य	वास्तविक पूँजीकरण वर्ष	मूल दायित्व का	दिनांक 31.3.2024 को दायित्व	निस्तारण (वर्षवार)	उल्टाव (रिवर्सल)

(याचिकर्ता)

परिशिष्ट-दो

विद्युत दर निर्धारण हेतु
टैरिफ फाइलिंग फार्म्स (जल विद्युत)

भाग – द्वितीय

भाग-दो

जल विद्युत ग्रहों के टैरिफ निर्धारण हेतु भरने के लिये प्रपत्रों तथा अन्य सूचनाओं/दस्तावेजों की चेक लिस्ट

प्रपत्र संख्या	टैरिफ भरने के प्रपत्रों का शीर्षक (जल विद्युत)	टिक करें
प्रपत्र-1	सार-पत्रक	
प्रपत्र-2	टैरिफ निर्धारण हेतु विचारित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी0ओ0डी0) जल विद्युत गृह का प्रकार, सांकेतिक कार्मिक संयंत्र उपलब्धता तथा अन्य क्षमता सूचकांक	
प्रपत्र-3	जल विद्युत योजना के प्रमुख तत्व	
प्रपत्र-4	विदेशी ऋणों के विवरण	
प्रपत्र-4(क)	विदेशी पूँजी का विवरण	
प्रपत्र-5	विद्यमान परियोजनाओं हेतु स्वीकारी गई पूँजी लागत का सारांश	
प्रपत्र-5(क)	पूँजी लागत अनुमान और नई परियोजनाओं के लिये कार्यान्वयन अनुसूची	
प्रपत्र-5(ख)	जल विद्युत गृह हेतु पूँजी लागत का विभाजन क्रम (ब्रेक अप)	
प्रपत्र-5(ग)	संयंत्र तथा उपकरणों हेतु पूँजी लागत का विभाजन क्रम	
प्रपत्र-5(घ)	निर्माण/आपूर्ति/सेवा (सर्विस पैकेज) का विभाजन क्रम:	
प्रपत्र-5(ड.) ।	लागत वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(ड.) ।।	समय वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(त)	पूँजी पर अतिरिक्त लाभ मांगे जाने के मामले में	
प्रपत्र-6	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक तक का वित्तीय पैकेज	
प्रपत्र-7	परियोजना विशिष्ट ऋणों का विवरण	
प्रपत्र-8	विभिन्न परियोजनाओं हेतु निगमित ऋणों के आवंटन का विवरण	
प्रपत्र-9(क)	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक के पश्चात् अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-9(ख)	परियोजनाओं के उपभोग योग्य जीवन काल के अंतिम समय में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण पत्र	
प्रपत्र-9(ख) ।	अवधि में आस्तियों के समाप्त होने का पूँजी विवरण	
प्रपत्र-9(ग)	खातों के अनुसार अतिरिक्त पूँजीकरण की माँग हेतु अतिरिक्त पूँजीगत व्यय (ए0सी0ई0) की पहचान का चिह्नित विवरण पत्र	
प्रपत्र-9(घ)	निक्षेप (समाप्त) हुई मदों/आस्तियों/कार्यों का विवरण पत्र	
प्रपत्र-9(ड.)	पूँजीगत लागत का विवरण -पत्र	
प्रपत्र-9(च)	पूँजीगत प्रगतिशील कार्यों का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-10	अतिरिक्त पूँजीकरण का वित्त पोषण	
प्रपत्र-11	हास की संगणना	
प्रपत्र-12	हास का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-13	वास्तविक ऋणों पर ब्याज के भारित औसत दर की संगणना	
प्रपत्र-13(क)	संकेतिक ऋणों पर ब्याज की संगणना	

प्रपत्र-13(ख)	क्रियाशील पूँजी पर ब्याज की संगणना	
प्रपत्र-13(ग)	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को अन्य आय	
प्रपत्र-13(घ)	निर्माण की अवधि में आकस्मिक व्यय	
प्रपत्र-14	निर्माण अवधि के ब्याज तथा वित्त पोषण व्ययों की संगणना हेतु कार्यक्रम का निर्धारण	
प्रपत्र-14(क)	वास्तविक नकद व्यय	
प्रपत्र-15(क)	पोन्डेज/स्टोरेज टाइप सहित रन आफ रिवर (आर0ओ0आर0) नये विद्युत गृहों की डिजाइन इनर्जी एवं मेगावाट क्षमता (माह वार)	
प्रपत्र-15(ख)	रन आफ रिवर (आर0ओ0आर0) विद्युत गृहों की डिजाइन इनर्जी एवम् मेगावाट क्षमता (माह वार)	
प्रपत्र-16	देनदारियों के प्रकटीकरण का विवरण-पत्र	

अन्य सूचनाएं / दस्तावेज

क्रम संख्या	सूचना / दस्तावेज	चिन्हित करें
1	निगमन का प्रमाण पत्र, कारोबार के प्रारम्भ किये जाने का प्रमाण-पत्र, संगम-झापन एवं संगम अनुच्छेद (यू0पी0ई0आर0सी0 को प्रथम बार टैरिफ आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा नये विद्युत गृह लगाने (सेट अप) के लिये)	
2	नए विद्युत गृह के लिये तथा सुसंगत वर्षों के लिये विद्युत गृह की सी0ओ0डी0 पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृह वार एवं कारपोरेट संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ एवं हानि लेखा वर्तमान विद्युत गृह के लिये तथा सुसंगत वर्षों के लिए विद्युत गृह की सी0 और डी0 पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृहवार एवं कारपोरेट संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ हानि लेखा	
3	सुसंगत ऋण संबंधी अनुबंधों की प्रतियाँ	
4	पूँजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिये सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ	
5	इक्विटी (अंश पूँजी) की सहभागिता/अनुबंधों और विदेशी इक्विटी (अंश पूँजी) के लिये आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6	लामार्थियों, के साथ बी0पी0एस0ए0 / पी0पी0ए0 की प्रतियाँ, यदि कोई हो	
7	अपेक्षा से अधिक लगे समय और लागत, यदि कोई हो, के कारणों को देते हुए विस्तृत टिप्पणी: समर्पित अभिलेखों के सूची पत्र प्रस्तुत किये जायेंगे: विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन सी0पी0एम0 एनालाइसिस पर्ट चाट एवं बार चार्ट लागत वृद्धि एवम् विलम्ब का औचित्य	
8	उत्पादन कम्पनी विद्युत उत्पादन की इकाई वार/चरणवार/विद्युत गृहवार लागत लेखा अभिलेख, लागत विवरण, ब्यास विवरण तथा परिशिष्ट आदि सहित लागत सम्प्रेक्षा प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी एवं उसके पश्चात जैसा कि प्रथम दो वर्षों, अर्थात् 2024-25 तथा 2025-26 के दू.अप मध्यावधि वर्ष 2026-27 तथा में तथा टैरिफ अवधि 2024-29 की शेष अवधि के दू.अप वर्ष 2029-30 में, जैसा कम्पनी स्तर से भारत सरकार को प्रस्तुत किया जाता है, एकीकरण रूप में प्रस्तुत करेगी। प्रारम्भिक टैरिफ के निर्धारण के मामले में अन्तिम उपलब्ध लागत सम्प्रेक्षा प्रतिवेदन प्रस्तुत करना चाहिए।	
9	कोई अन्य सुसंगत सूचना (कृपया उल्लेख करें)	
10	वास्तविक अरिक्लिष्ट पूँजीकरण तथा विद्युत गृह के चरणों में तुलन पत्र से समाधान	

टिप्पणी : याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फॉर्मेट में) तथा विस्तृत संगणना इन प्रारूपों में (एक्सेल फॉर्मेट पर) तथा अन्य सूचनायें सी0डी0/फ्लॉपी डिस्क पर भी प्रस्तुत की जायेंगी।

सार-पत्रक

याचिकर्ता का नाम :

विद्युत गृह का नाम :

स्थान (क्षेत्र/ राज्य / जिला)

(लाख रुपयों में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	इस						
1.2	ऋण पर ब्याज						
1.3	अंश पूंजी (इक्विटी) पर लाभ						
1.4	कार्यकारी पूंजी पर ब्याज						
1.5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
	योग						

टिप्पणी:

विनियमों के अनुसार अंश पूंजी (इक्विटी) का विचारण करते हुए संगणनाओं का विवरण प्रस्तुत किया जाएगा।

भाग-दो: प्रारूप-1(i)

माँगी गयी पूँजीगत लागत का विवरण-पत्र

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक पूँजीगत लागत					
	जोड़ा: वर्ष/अवधि में वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अप्रूजीकरण					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्यय वृद्धि					
	औसत: पूँजीगत लागत					

भाग-दो: प्रारूप-1(ii)

पूँजीगत लागत का विवरण

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक अंश पूँजी					
	जोड़ा: वर्ष/अवधि में अतिरिक्त प्राप्ति के कारण वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अप्रूजीकरण के कारण कमी					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी के कारण कमी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्ययों में वृद्धि					
	अंतिम अंश पूँजी					
	औसत अंश पूँजी					
	अंश पूँजी पर लाभ की दर					
	अंश पूँजी पर लाभ					

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रारूप-2

वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक, जल विद्युत गृह का प्रकार,
क्षमता सूचकांक तथा प्राथमिक ऊर्जा दर निर्धारण हेतु विचारित निर्धारित का विवरण,

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

क्र० सं०	विवरण	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	स्थापित क्षमता	मेगावाट						
2	गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा	%						
3	वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक (वास्तविक/अनुमानित)							
	ईकाई-1							
	ईकाई-2							
	ईकाई-3							
4	विद्युत गृह का प्रकार							
	(क) भूतल/भूमिगत							
	(ख) विशुद्ध नदी प्रवाह चालित/सरोवर क्षमता/भंडारण क्षमता							
	(ग) अधिकतम/अनधिकतम							
	(घ) चरम उत्पादन के घंटों की संख्या							
	(ङ) ओवर लोड कैपेसिटी(मे0वा0) तक अवधि							
5	उत्तेजक (एक्साइटेशन) का प्रकार							
	(क) जेनरेटर पर घूर्णनकारी उत्तेजक							
	(ख) स्थिर उत्तेजक							
6	ऊर्जा अभिकल्पना (वार्षिक) ¹	जी०डब्लू० एच०						
7	ट्रांसफॉर्मेशन हानियों सहित आनुषंगी उपभोग	%						
8	संकेतिक संयंत्र उपलब्धता गुणक (एन०ए०पी०ए०एफ०)							
9.1	कार्यकारी पूँजी हेतु प्रचालन पुर्जें	अनु०व्यय का प्रतिशत						
9.2	कार्यकारी पूँजी प्राप्य	महीनों में						
9.3	पूँजी पर लाभ की आधार दर	%						
9.4	दिनांक को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर +350 प्वाइन्ट	%						

¹याचिका के साथ माहवार ऊर्जा अभिकल्पना अंक अलग से दिये जाएंगे।

(याचिकर्ता)

जल विद्युत परियोजना के प्रमुख तत्व

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

1. अवस्थिति	
राज्य / जिला	
नदी	
2. विपथन सुरंग	
आयाम / आकार	
लम्बाई (मीटर)	
3. बाँध	
प्रकार	
बाँध की अधिकतम ऊँचाई (मीटर)	
4. स्पिल वे	
प्रकार	
स्पिल वे का क्रेस्ट लेवल (मीटर)	
5. जलाशय	
पूर्ण जलाशय स्तर (एफ0आर0एल0)(मीटर)	
जल आहरण न्यूनतम स्तर (एम0डी0डी0एल0) (मीटर)	
लाइव स्टोरेज (एम0सी0एम0)	
6. डीसिल्टिंग व्यवस्था (गाद हटाना)	
प्रकार	
संख्या एवं आयाम	
हटाये जाने वाले कणों का आकार (मि0मी0)	
7. हेड रेस टनल	
आयाम एवं आकार	
लम्बाई (मीटर)	
डिजाइन डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
8. सर्ज शाफ्ट	
प्रकार	
ब्यास (मीटर)	
ऊँचाई (मीटर)	
9. जल कपाट (पेन स्टाक) प्रेशर शाफ्ट	
प्रकार	
ब्यास एवं लम्बाई (मीटर)	
10. विद्युत गृह	
स्थापित क्षमता (इकाइयों की संख्या x मेगावाट)	
टरबाइन का प्रकार	
रेटेड हेड (मीटर)	
रेटेड डिस्चार्ज (निःसारण) (क्यूमेक्स)	
पूरा भरा होने पर जलाशय का शीर्ष स्तर (मीटर) जल निकासी पर जलाशय का न्यूनतम स्तर (मीटर)	
जलाशय के पूरा भरा होने पर मेगावाट क्षमता (एफ0आर0एल0) जल निकासी पर जलाशय के न्यूनतम स्तर पर मेगावाट क्षमता (एम0डी0डी0एल0)	
11. टेल रेस टनल/चैनल	
ब्यास (मीटर), आकार	
लम्बाई (मीटर)	

न्यूनतम टेलवाटर स्तर (मीटर)	
12. स्विचयार्ड	
स्विचगियर का प्रकार	
जेनरेटर बे की संख्या	
बस कपलर बे की संख्या	
लाइन बे की संख्या	

टिप्पणी : सिंचाई, पेयजल, औद्योगिक पर्यावरण विचारणों आदि के कारण जल पर प्रतिबंधों के कारण से विनिर्दिष्ट समयावधि के दौरान विद्युत जनन की सीमाओं को विनिर्दिष्ट किया जाय।

(याचिकर्ता)

विदेशी ऋणों का विवरण
(याचिका अधीन परियोजना पर लागू केवल ऋणों के संबंध में विवरण)

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

सीओडी को अथवा 31.3.2024, जो भी बाद में हो, को विनिमय दर :

31-03-2024 को विनिमय दर :

(धनराशि लाख में)

क्र० सं०	वित्तीय वर्ष (सीओडी से प्रारम्भ)	वर्ष-1				वर्ष-2				वर्ष-3 एवं अग्रतर			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	प्रासंगिक विनिमय दर	धनराशि (रु० लाख)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	प्रासंगिक धनराशि (रु० लाख)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	प्रासंगिक विनिमय दर	धनराशि (रु० लाख)
	मुद्रा करेंसी 1¹												
क 1	आहरण के दिनांक को ²												
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक												
3	ब्याज भुगतान का अनुसूचित दिनांक												
4	वित्तीय वर्ष के समापन पर												
ख 1	हैजिंग के मामले में ³												
1	हैजिंग की दिनांक को ⁴												
2	हैजिंग की समयावधि												
3	हैजिंग की लागत												
	मुद्रा करेंसी 2¹												
क 1	आहरण के दिनांक को ²												
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक												
3	ब्याज भुगतान का अनुसूचित दिनांक												
4	वित्तीय वर्ष के समापन पर												
ख 1	हैजिंग के मामले में ³												
1	हैजिंग के दिनांक को ⁴												
2	हैजिंग की समयावधि को												
3	हैजिंग की लागत												
	मुद्रा (करेंसी) 3¹ एवं अन्य												

क 1	आहरण के दिनांक ²												
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक												
3	ब्याज भुगतान का अनुसूचित दिनांक												
4	वित्तीय वर्ष के समापन पर												
ख 1	हैजिंग के मामले में ³												
1	हैजिंग की के दिनांक को ⁴												
2	हैजिंग की समयावधि												
3	हैजिंग की लागत												

- मुद्रा के नाम का उल्लेख किया जाय यथा—यू0एस0 डालर, डी0एम0 आदि—आदि
- वर्ष के दौरान एक से अधिक आहरण की स्थिति में प्रत्येक आहरण के दिनांक को विनिमय दर उल्लिखित की जायेगी।
- हैजिंग का दिनांक दर्शाये। एक से अधिक हैजिंग के वर्ष में या वर्ष के भाग में प्रत्येक हैजिंग का विवरण दिया जाये।
- कर (जैसे विदित हों हैजिंग टैक्स) जैसे भी लागू हों दरों के परिवर्तन सहित दिनांक जिसमें ऐसे परिवर्तन लागू हों, आदि को अवश्य दर्शाये।

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रारूप-4 अ

विदेशी अंश पूँजी का विवरण
(याचिका में सम्मिलित परियोजना पर लागू अंशपूँजी का विवरण)

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

अंश पूँजी के उपभोग की तिथि की विनिमय दर:

क्र०सं०	वित्तीय वर्ष	वर्ष-1				वर्ष-2				वर्ष-3 एवं अग्रतर			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (लाख रु०)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (लाख रु०)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	धनराशि (लाख रु०)
	मुद्रा करेंसी 1 ¹												
क-1	उपभोग के दिनांक को ²												
2													
3													
	मुद्रा (करेंसी) 2 ¹												
क-1	उपभोग के दिनांक को ²												
2													
3													
	मुद्रा (करेंसी) 3 ¹												
क-1	उपभोग के दिनांक को ²												
2													
3													
	मुद्रा करेंसी 4 ¹ एवं अधिक												
अ-1	उपभोग के दिनांक को ²												
2													
3													

1. मुद्रा के नाम का उल्लेख किया जाय यथा-यू०एस० डालर, डी०एम० आदि-आदि।
2. वर्ष के दौरान एक से अधिक करेंसी के उपभोग की स्थिति में प्रत्येक आहरण के दिनांक को विनिमय दर उल्लिखित की जाये।

(याचिकर्ता)

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूँजी लागत का सारांश

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

	उ0प्र0वि0नि0आ0 द्वारा स्वीकारी गई पूँजी लागत	
क	दिनांकको स्वीकृत पूँजीगत लागत (उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा प्रासंगिक आदेश की याचिका संख्या एवं दिनांक सहित सन्दर्भ दें)	
ख	विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (दस लाख यूएस0 डालर में अथवा प्रासंगिक मुद्रा (करेंसी) में)	
ग	पूँजीगत लागत हेतु स्वीकार की गयी विदेशी विनिमय दर (रु0 लाख)	
घ	कुल विदेशी संघटक (रु0 लाख)	
ङ	घरेलू संघटक (रु0 लाख)	
त	स्वीकार की गई पूँजीगत लागत के लिये विचारित हैजिंग लागत, यदि कोई हो तो (रु0 लाख)	
	कुल स्वीकार की गई पूँजी लागत (घ+ङ+त) (लाख रुपयों में)	

(याचिकर्ता)

पूँजी लागत प्राक्कलन का सार तथा नई परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन किये जाने की अनुसूची
 याचिकर्ता का नाम:
 विद्युत गृह का नाम:
 नई परियोजनाएं:
 पूँजी लागत प्राक्कलन:

पूँजी लागत प्राक्कलनों का अनुमोदन करने वाले निदेशक मण्डल / अभिकरण		
पूँजी लागत प्राक्कलन के अनुमोदन का दिनांक		
	वर्तमान (दिन) लागत	समापन लागत
अनुमोदित प्राक्कलनों का मूल्य स्तर	वर्ष के त्रैमासिक के अन्त पर	विद्युत गृह के अनुसूचित सी०ओ०डी० को
पूँजी लागत प्राक्कलनों हेतु विचारित विदेशी विनिमय दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस०डालर में या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० एवं हैजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डालर में या सुसंगत विदेशी मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
कुल आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये)		
विचारित करों और शुल्कों की दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को मिलाकर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डालर में या सुसंगत मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		

आई0डी0सी0, आई0ई0डी0सी0, एफ0सी0 को मिलाकर पूंजी लागत (लाख रुपये)		
विनियोग अनुमोदन के अनुसार स्थापित किये जाने की अनुसूची		
इकाई-एक की सी0ओ0डी0(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		
इकाई-दो की सी0ओ0डी0(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		
अंतिम इकाई/समूह की अनुसूचित सी0ओ0डी0(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		

1. अनुमोदन पत्र कर प्रति संलग्न की जाय।
2. पूंजी लागत के विवरण को यथा प्रयोज्य प्रपत्र 5-ब या 5-स के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
3. आई0डी0सी0 एवं वित्त पोषण प्रभारों के विवरण को प्रपत्र-14 के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।

(याचिकर्ता)

नये जल विद्युत उत्पादन गृह हेतु पूंजी लागत का विघटन ब्यौरा

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

(धनराशि करोड़ रुपये में)

क्रम संख्या	कार्य शीर्षक	सम्बन्धित अभिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक की वास्तविक / अनुमानित लागत	विचलन दायित्व/ प्राविधान	विचलन के कारण
1	2	3	4	5	6
1.0	अवसंरचनात्मक कार्य				
1.1	विकास सहित प्राथमिकी				
1.2	भूमि				
1.3	पुनर्वास एवं पुनः स्थापन				
1.4	भवन				
1.5	नगरीकरण (टाउनशिप)				
1.6	अनुरक्षण				
1.7	औजार एवं संयंत्र				
1.8	संचार				
1.9	पर्यावरण एवं पारिस्थितिकी				
1.10	भंडारण पर होने वाली हानियां				
1.11	प्राप्तियां एवं वसूलियां				
1.12	कुल (अवसंरचनात्मक कार्य)				
2.0	प्रमुख सिविल कार्य				
2.1	बांध, इन्टेक एवं डीसिल्टिंग चैम्बर्स				
2.2	एच0आर0टी0, टी0आर0टी, सर्ज शाफ्ट एवं प्रेशर शाफ्ट				
2.3	ऊर्जा संयंत्र सिविल कार्य				
2.4	अन्य सिविल कार्य (विनिर्दिष्ट किये जायें)				
2.5	कुल (प्रमुख सिविल कार्य)				
3.0	जल यांत्रिक उपकरण (हाइड्रो मैकेनिकल)				
4.0	संयंत्र और उपकरण				
4.1	संयंत्र और उपकरण के प्रारम्भिक पुर्जे				
4.2	कुल (संयंत्र और उपकरण)				
5.0	कर एवं शुल्क				
5.1	सीमा शुल्क				
5.2	अन्य कर एवं शुल्क				
5.3	कुल कर एवं शुल्क				
6.0	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय				
6.1	निर्मितीकरण, परीक्षण एवं कार्यान्वयन				
6.2	निर्माण बीमा				
6.3	स्थल पर्यवेक्षण				

6.4	कुल (निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व)				
7.0	ऊपरी मद				
7.1	अधिष्ठान				
7.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण				
7.3	संपरीक्षा तथा लेखा				
7.4	आकस्मिकता				
7.5	पुनर्वास एवं पुनःस्थापन				
7.6	कुल (ऊपरी मद)				
8	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0, हैजिंग लागत को छोड़कर पूँजी लागत				
9	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 एवं हैजिंग लागत				
9.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)				
9.2	श्वेतत पोषण प्रभार (एफ0सी0)				
9.3	विदेशी विनिमय दर विचलन (एफ0आई0आर0वी0)				
9.4	हैजिंग लागत				
9.5	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत				
10	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल पूँजी लागत				

*फ्रीहोल्ड भूमि, लीज होल्ड भूमि तथा जलाशय की भूमि का विवरण अलग-अलग दें।

टिप्पणी:

1. लागत विचलन की स्थिति में एक विस्तृत टिप्पणी यह दर्शाते हुए प्रस्तुत की जानी चाहिए कि लागत में ऐसा आधिक्य उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण से बाहर था।
2. अपेक्षा से अधिक समय तथा लागत हो जाने के मामले में, ऐसे अधिक समय व लागत के कारणों को देते हुए एक विस्तृत विवरण दिया जाएगा जिसमें जिम्मेदार अभिकरण को इंगित किया जाएगा और यह कि क्या ऐसे समय व लागत का उपरिव्यय उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से परे था या नहीं।
3. समय में विलम्ब के कारण लागत में प्रभाव को यह दर्शाते हुए विभिन्न पैकेज में मूल्य वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 से वास्तविक सी0ओ0 डी0 तथा आई0डी0सी0 में वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 तथा वास्तविक सी0ओ0डी0 में परिवर्तन के फलस्वरूप हुई है, जिन्हें अलग-अलग दर्शाया गया है।
4. समय में वृद्धि के प्रत्येक कारण के लागत पर प्रभाव को मात्रात्मक रूप से आवश्यक अभिलेखों तथा संगणना के साथ प्रस्तुत करना चाहिए।
5. प्रारम्भिक पुर्जों सहित कार्यों की मूल व्यापकता के अनुसार आस्ति/कार्यदार शेष कार्य की सूची प्राक्कलन सहित प्रस्तुत करना आवश्यक होगा।

(याचिकर्ता)

भाग-एक:प्रपत्र-5 स

संयंत्र एवं उपकरण हेतु पूंजी लागत का विभाजन क्रम

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	कार्यो का शीर्षक	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	सी०ओ०डी को लागत	विचलन	विचलन के कारण
1	2	3	4	5	6
1.0	जेनेरेटर, टरबाइन एवं एक्सेसरीज (उपसाधन)				
1.1	जेनेरेटर पैकेज				
1.2	टरबाइन पैकेज				
1.3	इकाई नियंत्रण बोर्ड				
1.4	सी.एव आई. पैकेज				
1.5	जी०टी संयोजक का बस डक्ट				
1.6	कुल (जेनेरेटर, टरबाइन एवं उपसाधन)				
2.0	अनुषंगी विद्युत उपकरण				
2.1	स्टेप अप ट्रान्सफारमर				
2.2	यूनिट आक्जिलरी ट्रान्सफारमर				
2.3	स्थानीय आपूर्ति ट्रान्सफारमर				
2.4	गृह ट्रान्सफारमर				
2.5	एस०सी०ए०डी०ए०				
2.6	स्विचगियर, बैटरी, डी०सी० वितरण बोर्ड				
2.7	दूरसंचार उपकरण				
2.8	बांध का प्रकाशकरण, पी०एच० तथा स्विचयार्ड				
2.9	केबल, केबल सुविधायें एवं ग्राउडिंग				
2.10	विद्युत जनन डीजल सेट				
2.11	कुल (सहायक विद्युत उपकरण)				
3.0	विद्युत गृह हेतु सहायक उपकरण एवं सेवार्यें				
3.1	ई०ओ०टी० क्रेन				
3.2	अन्य केन				
3.3	विद्युत लिफ्ट और ऐलेवेटर				
3.4	जल शीतलीकरण प्रणाली				
3.5	जल निकास एवं डीवाटरिंग (जल निष्कासन) प्रणाली				
3.6	अग्निशमन प्रणाली				
3.7	वातानुकूल, संवातन एवं ऊष्माकरण				
3.8	जल आपूर्ति प्रणाली				

3.9	आयल हैण्डलिंग उपकरण				
3.10	कार्यशाला मशीनें एवं उपकरण				
3.11	कुल (सहायक उपकरण एवं सेवायें, पी0एस0 के लिये)				
4.0	स्विचगियर पैकेज				
5.0	समस्त उर्पयुक्त उपकरणों हेतु आरम्भिक पुर्जे				
6.0	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत को छोड़ कर कुल (संयंत्र एवं उपकरण)				
7.0	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 एवं हैजिंग लागत				
7.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)				
7.2	वित्त पोषण प्रभार (एफ0सी0)				
7.3	विदेशी विनिमय दर विचलन (एफ0आई0आर0वी0)				
7.4	हैजिंग लागत				
7.5	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत				
8.0	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल पूँजी लागत				
	हैजिंग लागत				

टिप्पणी: पूँजी लागत में विचलन की स्थिति में यह स्पष्ट दर्शाते हुए कि ऐसा विचलन विद्युत गृह के नियंत्रण के बाहर था विचलन के कारणों पर विस्तृत टिप्पणी प्रस्तुत करें।

(याचिकर्ता)

निर्माण / आपूर्ति / सर्विस पैकेज का विभाजन क्रम

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

1	निर्माण/आपूर्ति/ सेवा पैकेज का नाम/संख्या	पैकेज अ	पैकेज ब	पैकेज स	सभी पैकेजेज की कुल लागत
2	कार्य का क्षेत्र ¹ (लागत के शीर्ष में जैसा लागू है)					
3	आई0सी0बी0/डी0सी0बी0/विभागीय/डिपॉजिट कार्य के रूप में आवंटित					
4	प्राप्त प्रस्तावों की संख्या					
5	आदेश पारित किये जाने की तिथि					
6	कार्य प्रारम्भ करने की तिथि					
7	कार्य पूर्ण होने की तिथि/कार्य पूरा होने की सम्भाव्य तिथि					
8	आदेश की धनराशि (लाख रुपये में)					
9	मूल्य निश्चित अथवा वृद्धि सहित					
10	कार्य की पूर्ति अथवा सी0ओ0डी0 की तिथि जो भी पहले हो वास्तविक व्यय (लाख रुपये में)					
11	कर एवं शुल्क तथा आई0ई0डी0सी0 (लाख रुपये में)					
12	आई0डी0सी0,एम0सी0,एम0ई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये में)					
13	उप योग (10+11+12) (लाख रुपये में)					

टिप्पणी: यदि कोई पैकेज है, जिसको भारतीय मुद्राओं और विदेशी मुद्राओं में दर्शाये जाने की आवश्यकता हो, तो उसे पृथक मुद्राओं में विनिमय दर तथा तिथि सहित दर्शाया जाना चाहिए।

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रपत्र 5द(1)

मूल्य वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र० सं०	आस्तियों को वर्गीकरण	सदस्य मण्डल द्वारा मूल लागत (लाख रु०)	वास्तविक / व्यय की गयी अथवा की जायगी अनुमानित लागत (लाख रु०)	अन्तर	अन्तर का कारण (जहाँ लागू हो संगणना लें सम्बन्धित अभिलेख प्रस्तुत करें)	हार्डवेयर की लागत में वृद्धि के कारण साफ्टवेयर लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
1.	भूमि एवं स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि*					
1.2	रिहबिलेशन एवं सी-सैटिलमेंट (आर० एण्ड आर०)					
1.3	प्रारम्भिक जाँच एवं कार्यस्थल विकास					
2	संयंत्र एवं उपकरण					
2.1	वाष्प जेनरेटर आइलैण्ड					
2.2	टर्बाइन जेनरेटर आइलैण्ड					
2.3	बी०ओ०पी० यांत्रिक					
2.3.1	ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली					
2.3.2	वाहत जल आपूर्ति प्रणाली					
2.3.3	डी०एम० जल संयंत्र					
2.3.4	सफाईकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली					
2.3.7	राख हैंडलिंग प्रणाली					
2.3.8	कोयला हैंडलिंग प्रणाली					
2.3.9	रोलिंग स्टॉक एवं लोकोमोटिव					
2.3.10	एम०जी०आर०					
2.3.11	एयर कम्प्रेसर प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्निशमन प्रणाली					

2.3.14	एच0पी0 / एल0पी0 प्रवाह नलिका (पाइपिंग)					
	कुल बी0ओ0पी0 यांत्रिक					
2.4	बि0ओ0पी0 विद्युतिक					
2.4.1	स्विच यार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विचगियर पैकेज					
2.4.4	केबिल, केबिल सुविधाएं एवं ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश व्यवस्था (लाइटिंग)					
2.4.6	आकस्मिक डी0जी0 सेट					
	कुल बी0ओ0पी0 विद्युतिक					
2.5	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पैकेज					
	करों एवं शुल्क को छोड़कर कुल संयंत्र एवं उपकरण					
3	आरम्भिक स्पेयर्स (पुर्जे)					
4	सिविल कार्य					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासकीय भवन					
4.2	सी0 डब्लू0 प्रणाली					
4.3	शीतलीकरण मीनार (कूलिंग टावर)					
4.4	डी0एम0 जल संयंत्र					
4.5	शोधन संयंत्र					
4.6	क्लोरिनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली					
4.8	कौयला रख-रखाव संयंत्र					
4.9	एम0जी0आर0 एवं मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख हैंडलिंग प्रणाली					
4.11	राख. निस्तारण क्षेत्र का विकास					
4.12	अग्निशमन प्रणाली					

4.13	नगरीकरण (टाउनशिप) एवं कालोनी					
4.14	अस्थायी विनिर्माण एवं समर्थकारी कार्य					
4.15	सड़क एवं जल निकास					
	कुल सिविल कार्य					
5	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय					
5.1	इरेक्शन (निर्मिति) परीक्षण एवं स्थापित किया जाना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों को प्रशिक्षण					
5.4	निर्माण बीमा					
5.5	औजार एवं संयंत्र					
5.6	स्टार्ट अप (आरम्भिक) ईंधन					
	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय					
6	ओवर हेड					
6.1	अधिष्ठान					
6.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण					
6.3	संपरीक्षा तथा लेखा					
6.4	कंटेन्जेन्सी (आकस्मिकता)					
	कुल ओवरहेड					
7	आई0डी0सी0 एवं एफ0सी0 को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0ई0 आर0वी0 एवं हैजिंग को छोड़कर पूंजी लागत					
8.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)					
8.2	वित्त पोषण, (फाईनेंसिंग चार्ज) (एफ0सी0)					

8.3	विदेशी विनिमय दर (एफ0आई0आर0वी0)					
8.4	हैजिंग लागत					
	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत)					
9	आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत					

*फ्रीहोल्ड एवं लीज होल्ड भूमि का विवरण प्रस्तुत करें।

टिप्पणी:

1. लागत विचलन की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शायें तथा उससे प्रभावित धनराशि को सम्बन्धित अभिलेखों तथा अभिगणना से प्रमाणित करें।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र 5द(।।)

समयावधि वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र० सं०	क्रिया/कार्य /सेवा का विवरण	मूल समयावधि के अनुसार)	पूर्णता (योजना)	पूर्णता समयावधि (वास्तविकता अनुसार)		विलम्ब समयावधि	विलम्ब के कारण	अन्य प्रभावित क्रियाएँ (क्रिया की क्रम संख्या अंकित करें)
		आरम्भ तिथि	पूर्णता तिथि	वास्तविक आरम्भ तिथि	वास्तविक पूर्णता तिथि	दिनों में		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

- विलम्ब की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शायें तथा उससे प्रभावित धनराशि को सम्बन्धित अभिलेखों तथा अभिगणना से प्रमाणित करें।
- क्रियाओं की जटिलता के अनुसार दर्शायें।

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रपत्र 5(इ)

पूँजी पर अतिरिक्त लाम की मांग के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

परियोजना	विनियोग अनुमोदन के अनुसार पूर्णता अवधि				वास्तविक पूर्णता अवधि				विनियम के अनुसार निर्धारित पूर्णता अवधि महीनों में
	प्रारम्भ तिथि	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि	पूर्णता समयावधि महीनों में	निर्धारित क्षमता	आरम्भ तिथि	वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि	वास्तविक पूर्णता अवधि महीनों में	परीक्षित क्षमता	
प्रथम इकाई									
द्वितीय इकाई									
तृतीय इकाई									
चतुर्थ इकाई									
.....									
.....									

टिप्पणी:

वास्तविक कार्य पूर्ति के लिये विनियम 7(1) की अनुरूपता में आवश्यक अभिलेखीय साक्ष्य प्रस्तुत करें।

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रपत्र-6

वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सीओडी) तक वित्तीय पैकेज

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

परियोजना लागत जैसा सीओडी¹ को था :विद्युत गृह के वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक² :

	यथा अनुमोदित		वित्तीय पैकेज जैसा सीओडी का था		सीओडी को यथा स्वीकृत	
	वित्तीय पैकेज मुद्रा तथा धनराशि ³		मुद्रा तथा धनराशि ³		मुद्रा तथा धनराशि ³	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-एक	यूएस0 डालर	200 मिलियन				
ऋण-दो						
ऋण-तीन						
इसी प्रकार अग्रतर						
अंश पूंजी (इक्विटी)						
विदेशी						
घरेलू						
कुल अंशपूंजी (रु0)						
ऋण : अंश पूंजी अनुपात						

- टिप्पणी:** 1. 200 मिलियन यूएस0डालर + 80 करोड़ रुपये या 200 मिलियन यूएस0डालर को सम्मिलित करते हुए 1320 करोड़ रुपये, 1 यूएस0डालर = 62/- रुपये की विनिमय दर पर।
 2. प्रत्येक इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का विवरण प्रस्तुत करें।
 3 उदाहरणार्थ: यूएस0 डालर 200 मिलियन, आदि।

(याचिकर्ता)

परियोजना के विशिष्ट ऋणों का ब्यौरा

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-2024/बा0प्र0 के दिनांक तक आहरित सकल ऋण की धनराशि ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो,						
आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁷						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है ⁹	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
उपर्युक्त हों हैं तो कैप्स/फ्लोर विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि ¹⁰						
ऋण स्थगन प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
प्रतिसंदाय प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय बारंबारता ¹²						
प्रतिसंदाय की किश्तें ^{13,14}						
आधारक विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी ऋण है/जुड़ है?						
यदि उपर्युक्त हों, तो विवरण दर्शायें						

टिप्पणी:

1. ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस अभिकरण से है जिससे ऋण लिया गया है, यथा-डब्लू0बी0, ए0डी0बी0, पी0एन0बी0, एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0 इत्यादि।
2. मुद्रा (करेंसी) का तात्पर्य ऋण की प्रचालित मुद्रा से है, यथा यू0एस0डालर, डी0एम0, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे।
4. जहां ऋण का पुनः वित्त पोषण किया गया हो तो पुनः वित्त पोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा। तथापि, उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
5. यदि विभिन्न इकाइयों के लिए याचिका में टैरिफ का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
6. ब्याज के प्रकार का तात्पर्य ब्याज की स्थिरता (फिक्स्ड) या अस्थिर (फ्लोटिंग) से है।
7. आधार दर का तात्पर्य पी0एल0आर0, एल0आई0बी0ओ0आर0, आदि जैसे आधार से है, जिसके ऊपर उपान्त (मार्जिन) जोड़ा जाना है। आहरण के दिनांक से विभिन्न दिनाकों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।
8. उपान्त (मार्जिन) का तात्पर्य अस्थिर (फ्लोटिंग) दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्वाइन्ट) से है।
9. कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो, तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
10. ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है, जिसके दौरान ऋण-सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
11. प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष, आदि से है।

12. प्रतिसंदाय बारंबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है जिस पर ऋण-सेवा (डेब्ट सर्विसिंग) की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक इत्यादि।
13. जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण/प्रतिसंदाय हो, तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसंदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
14. यदि ऊपर प्रस्तुत ऑकड़ों से प्रतिसंदाय की किश्त धनराशि और प्रतिसंदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सके, तो प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसंदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान आस्तियों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचालित विनिमय दर से है।
17. हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति, हैजिंग की समयावधि तथा हैजिंग की लागत आदि, दर्शायें।
18. विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर, जो प्रतिसंदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शायें।
19. ट्रूइंग अप के समय ब्याज की दर का पुनः निर्धारण, यदि कोई हो, अलग से प्रस्तुत करें।
20. ट्रूइंग अप के समय ऋण के पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित था, उसका विवरण दर्शायें। विवरण, जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि, पुनर्वित्त पोषित ऋण उसकी शर्तें तथा अन्य वित्त पोषण व्यय जो किये गये हैं, दर्शायें।
21. ऋणों के पुनर्पोषण हेतु माँगे जाने अथवा अपनाये जाने हेतु यदि कोई विकल्प जो उत्पादन कम्पनी द्वारा चुना गया।
22. ऋण अनुबन्ध की प्रतिलिपि।

(याचिकर्ता)

विभिन्न परियोजनाओं को निगमित ऋणों के आवंटन का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	अभ्युक्ति
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-24/सीओडी0 तक आहरित सकल ऋण की धनराशि 3,4,5,13,15						
ब्याज का प्रकार ⁶						
स्थिर ब्याज दर, यदि लागू हो,						
आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁷						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है ⁸						
क्या कोई ऊपरी/नीचे की सीमा है ⁹	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
यदि उक्त का उत्तर "हाँ" है, तो ऊपरी/नीचे की सीमा विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि ¹⁰						
ऋण स्थगन कब से प्रभावी						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
प्रतिसंदाय कब से प्रभावी						
प्रतिसंदाय बारंबारता ¹²						
प्रतिसंदाय की किश्तें ^{13,14}						
आधारक विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण हैजड है?						
विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेज का वितरण						
परियोजना का नाम						योग
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 एवं क्रमशः अग्रतर						

टिप्पणी

1. ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस अभिकरण से है, जिससे ऋण लिया गया है, यथा—डब्ल्यू0बी0, ए0डी0बी0, पी0एन0बी0, एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0, इत्यादि।
2. मुद्रा (करेंसी) का तात्पर्य ऋण की प्रचालित मुद्रा से है, यथा यू0एस0डालर, डी0एम0, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे।
4. जहाँ ऋण का पुनः वित्त पोषण किया गया हो, तो पुनः वित्त पोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा। तथापि, उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक् रूप से भी दिया जाएगा।
5. यदि विभिन्न इकाइयों के लिए याचिका में टैरिफ का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
6. ब्याज के प्रकार का तात्पर्य ब्याज की स्थिरता (फिक्स्ड) या अस्थिर (फ्लोटिंग) से है।
7. आधार दर का तात्पर्य पी0एल0आर0, एल0आई0बी0ओ0आर0, आदि जैसे आधार से है, जिसके ऊपर उपान्त (मार्जिन) जोड़ा जाना है। आहरण के दिनांक से विभिन्न दिनाकों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।
8. उपान्त (मार्जिन) का तात्पर्य अस्थिर (फ्लोटिंग) दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्वाइन्ट) से है।
9. कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
10. ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है, जिसके दौरान ऋण-सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
11. प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष, आदि से है।
12. प्रतिसंदाय बारंबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है, जिस पर ऋण-सेवा (डेब्ट सर्विसिंग) की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक, इत्यादि।
13. जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण/प्रतिसंदाय हों, तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसंदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
14. यदि ऊपर प्रस्तुत आँकड़ों से प्रतिसंदाय की किश्त धनराशि और प्रतिसंदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सके, तो प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसंदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान आस्तियों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचलित विनिमय दर से है।
17. हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति, हैजिंग की समयावधि तथा हैजिंग की लागत, आदि दर्शायें।
18. विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर, जो प्रतिसंदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शायें।
19. टूटिंग अप के समय ब्याज की दर का पुनः निर्धारण यदि कोई हो, अलग से प्रस्तुत किया जायेगा।
20. टूटिंग अप के समय ऋण का पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित उसका विवरण दर्शायें। विवरण जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि, पुनर्वित्त पोषित ऋण, उसकी शर्तें, तथा अन्य वित्त पोषण व्यय आदि, जो किये गये हैं, दर्शायें।
21. ऋणों के पुनर्पोषण हेतु माँगे जाने अथवा अपनाये जाने हेतु यदि कोई विकल्प जो उत्पादन कम्पनी द्वारा चुना गया।
22. ऋण अनुबन्ध की प्रतिलिपि।

(याचिकता)

भाग-दो:प्रपत्र-9 अ

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के उपरान्त अतिरिक्त पूँजीगत लागत का वर्ष वार विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्र०सं०	कार्य/उपकरण का शीर्ष	अतिरिक्त पूँजीगत व्यय की मांग (वास्तविक/प्रायोजित)				विनियमावली जिसके अधीन मांग की गयी	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकार की गयी धनराशि, यदि कोई हो
		देयता आधार पर	देयता जिसका भुगतान नहीं हुआ	नकदी आधार पर (5=3-4)	निर्माण अवधि का ब्याज जो कालम 3 में सम्मिलित			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

- यदि परियोजना पूर्ण हो चुकी है तथा लागत किसी टैरिफ विज्ञप्ति में विगत में स्वीकार किया जा चुका है, तो 10वें कालम में टैरिफ अधिसूचना में जो लागत स्वीकार की गयी, तो ऐसे अधिकरण का नाम दें। टैरिफ आदेश की प्रति भी संलग्न करें।
- उपर्युक्त सूचना टैरिफ समयावधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष/काल के लिए अलग अलग प्रस्तुत करें।
- यदि आस्ति पूँजीकरण घटा है, तो उसकी सूचना कालम 1,2,3, एवं 4 में अलग से दें। साथ ही मूल पुस्तक मूल्य तथा पूँजीकरण आस्ति के सम्बन्ध में कालम 8 में दें। यदि पूँजीकरण में कमी अनुमान आधारित है, तो उसे अलग से दर्शायें।
- जब कोई आस्ति सेवा हेतु आयोग्य घोषित कर दी जाती है, तो उसकी पूँजीगत लागत समाप्त कर दी जाती है तथा उसके पुस्तक मूल्य को कालम 3 में दर्शायें। इसकी धनराशि में अन्तर तथा पूँजीकरण का वर्ष कालम 8 में दर्शायें।
- प्रत्येक आस्ति के पूँजीकरण का औचित्य विनियमावली के विशिष्ट प्राविधानानुसार, जिसमें माँग की है दर्शाया जाना चाहिए तथा ऐसी आस्ति विशेष के पूँजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख होना चाहिए।

टिप्पणी:

- प्रपत्र को काल कम में वर्षवार लाभार्थियों को प्राप्त होने वाले लाभ तथा उसकी आवश्यकता का विस्तृत औचित्य दर्शाते हुए भरें।
- आरम्भिक पूँजी की उपकरण के साथ क्रय की स्थिति में ऐसे पूँजी की लागत को अलग से दर्शायें, जैसे रोटर-50 करोड़ आरम्भिक पुर्जे-5 करोड़।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-9ब

परियोजना की उपभोग योग्य जीवनकाल के अन्त में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक

क्र०सं०	वर्ष	प्रत्येक इकाई/विद्युत गृह के उपभोग के योग्य जीवन काल के अन्तिम पाँच वर्षों में किये गये कार्य/ उपकरण की आपूर्ति	पूँजीगत की गयी धनराशि/पूँजीकरण हेतु प्रस्तावित धनराशि (लाख रु०)	प्रस्तावित पूँजीकरण का औचित्य	काल वृद्धि पर प्रभाव
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पणी:

1. अतिरिक्त व्यय की माँग हेतु प्रस्तुत याचिका के साथ पूँजीगत वृद्धि से होने वाले लागत लाभ का विश्लेषण प्रस्तुत करना चाहिए।
2. प्रत्येक आस्ति से सम्बन्धित माँगे गये अतिरिक्त पूँजीकरण का सम्बन्धित विनियमों के अनुसार औचित्य तथा अतिरिक्त पूँजीकरण की आवश्यकता दर्शाये।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-9ब-।

3. अवधि में हटायी गयी आस्तियों का विवरण

1. याचिकर्ता का नाम
2. विद्युत गृह का नाम
3. क्षेत्र प्रदेश जिला

क्र०स०	आस्ति का नाम	पूँजीकरण से हटाये जाने की प्रकृति (आस्ति की समाप्ति अथवा अतिरिक्त पूँजीगत व्यय हेतु मांगी गयी)	पूँजीकृत की गयी आस्ति का मूल मूल्यांकन	प्रयोग में लाये जाने का वर्ष	पूँजीकरण समाप्त किये जाने की तिथि तक ह्रास की धनराशि
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पणी : विवरण वर्षवार प्रस्तुत किया जाय।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-9 ग

माँगे गये अतिरिक्त पूँजीकृत व्यय का पुस्तकों के अनुसार वृद्धि से समाधान विवरण

1. याचिकर्ता का नाम
2. विद्युत गृह का नाम
3. वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक

क्र०स०	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	घटाया: प्रारम्भिक सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	पुस्तक के अनुसार कुल आधिक्य					
	घटाया: अन्य चरणों से सम्बन्धित आधिक्य (चरणवार विभाजन करें)					
	प्रदर्शित परियोजना/इकाई/चरण से सम्बन्धित शुद्ध आधिक्य					
	घटाया: पृथकीकरण (मर्दे जो अनुमन्य नहीं/नहीं मांगी गयीं)					
	शुद्ध माँगा गया अतिरिक्त पूँजीगत व्यय					

टिप्पणी : किसी भी व्यय को समाप्त किये जाने की स्थिति में कारणों को स्पष्ट करें।

(याचिकर्ता)

समाप्त किये जाने हेतु प्रस्तावित मदों/आस्तियों/कार्यों का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक

क्र० स०	कार्य/उपकरण का शीर्ष	समाप्त किये जाने हेतु अतिरिक्त पूँजी व्यय की माँग				औचित्य
		देयता पर आधारित	कॉलम 3 में सम्मिलित भुगतान हेतु देयता	भुगतान के आधार पर (5=3-4)	निर्माण काल में ब्याज जो कॉलम 3 में सम्मिलित नहीं	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)

टिप्पणी :

- ऐसी आस्तियों के समापन की स्थिति में, जिन्हें टैरिफ आदेश में सम्मिलित नहीं किया गया था, आयोग के विशिष्ट आदेश का दिनांक, याचिका संख्या तथा धनराशि, जो अस्वीकृत की गयी थी, दर्शाये।
- अन्तर इकाई स्थानांतरण के लिये स्थानान्तरण की प्रकृति, जैसे अस्थायी अथवा स्थायी अंकित करें। यह प्रमाणित किया जायेगा कि वांछित समापन केवल आयातित विद्युत गृह पर है न कि निर्यातक विद्युत गृह में अथवा दोनों विद्युत गृहों में।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र 9 य.

पूँजीलागत विवरण
(प्रासंगिक दिनांक एवम् वर्षवार दिया जाय)

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	प्रासंगिक तिथि को
क	पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ख	सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में समयावधि में आधिक्य (सीधी क्रय)	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ग	समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में वृद्धि (प्रगतिशील पूँजीकृत व्यय से स्थानांतरित)	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
घ	(क) समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक से हटायी गई धनराशि)	
	(ब) उपर्युक्त घ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	(स) उपर्युक्त घ में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	(द) उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषक व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	(इ) उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	(क) उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	(ज) उपर्युक्त घ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ड.	(क) पुस्तकों के अनुसार अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि	
	(ब) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	(स) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि	
	(द) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित वित्त पोषक व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	(इ) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	

	(क) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	(ज) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित आई0ई0डी0सी0 की धनराशि	

टिप्पणी

1. प्रासंगिक तिथि/तिथियों का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी0ओ0डी0) से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवं अन्त की उसकी दर्शायी गयी तिथि से।

(याचिकर्ता)

प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों का विवरण पत्र
(प्रासंगिक तिथि एवं वर्षवार दें)

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	प्रासंगिक तिथि को
क	पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक प्रगतिशील पूँजीगत कार्य	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ख	प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों में अवधि में बढ़ोतरी	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ग	अवधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) को स्थानांतरित धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
घ	अवधि में प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित व्ययों में की गयी कमी	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त घ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ङ.	पुस्तकों के अनुसार अंतिम पूँजीगत प्रगतिशील कार्य	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	उपर्युक्त ङ. में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	

टिप्पणी

1. प्रासंगिक तिथि/तिथियों का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी.ओ.डी.)से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवं अन्त की दर्शायी गयी तिथि से।

(याचिकर्ता)

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रारम्भ) ¹	वास्तविक					स्वीकृत				
	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य / उपकरणों में पूंजीकृत धनराशि										
वित्त पोषण के विवरण										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और क्रमशः अग्रतर										
कुल ऋण ²										
अंश पूंजी (इक्विटी)										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया विवरण दें)										
योग										

टिप्पणी:

1. प्रथम वर्ष का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि वाले वर्ष से है तथा द्वितीय वर्ष, तृतीय वर्ष आदि क्रमशः उससे अगले वर्ष होंगे।
2. अतिरिक्त पूंजीकरण की पूर्ति हेतु वांछित ऋणों का विवरण प्रपत्र-7 अथवा 8 के अनुसार, जो भी प्रासंगिक हो, दें दिया जाय।

(याचिकर्ता)

हास दर की संगणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	आस्तियों के नाम 1	ग्रास ब्लाक जैसा कि 31-03-2024 को या सी०ओ०डी०, जो भी बाद में हो, तथा उसके पश्चात 31-3-2029 तक	सी०ई०आर०सी० की हास दर अनुसूची के अनुसार हास की दरें	प्रत्येक वर्ष के लिए 31-3-2029 तक की धनराशि
	1	2	3	4 = स्तम्भ-2 X स्तम्भ-3
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और अग्रतर			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
	योग			
	भारित औसत मूल्य हास दर (%)			

*फ्री होल्ड एवम् लीज़ होल्ड भूमि के विवरण अलग-अलग दर्शायें।

टिप्पणी :

1. आस्तियों के नाम, अधिसूचना के साथ संलग्न हास अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुरूप होने चाहिए।

(याचिकर्ता)

ह्रास का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	प्रारम्भिक पूँजी लागत						
	अंतिम पूँजीगत लागत						
	पूँजीगत लागत का औसत						
	फ्रीहोल्ड भूमि*						
	ह्रास की दर						
	ह्रास की धनराशि						
	अवधि के आरम्भ में उपभोग						
	सम्यावधि के प्रारम्भ में उपभोग योग्य जीवनकाल का अवशेष						
	ह्रास योग्य शेष मूल्यांकन						
	ह्रास (अवधि के लिए)						
	ह्रास (वार्षिक आधार पर)						
	अवधि के अन्त में संचयी ह्रास						
	घटायी: दिनांक 01.04.2019 अथवा विद्युत गृह के वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि अथवा विद्युत गृह वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को बिना भुगतान किये गये दायित्वों से सम्बन्धित संचयी ह्रास की धनराशि						
	घटाया: पूँजीकरण के वापस लिये जाने के कारण संचयी ह्रास का समायोजन						
	अवधि के अन्त में शुद्ध संचयी ह्रास						

1. विदेशी विनिमय दर विचलन के विवरण सम्बन्धी प्रकरण में लागू अवधि की सूचना दें।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-13

वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर की गणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
ऋण-1						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-2 एवम् अग्रतर						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
सकल ऋण - आरम्भिक						
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
जोड़ें - वर्ष के दौरान आहरण						
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋणों पर ब्याज						
ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						

टिप्पणी: -विदेशी ऋणों की दशा में भारतीय रुपयों में गणना प्रस्तुत की जानी है। तथापि, मूल मुद्रा में भी गणना को अलग से उसी प्रपत्र में प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-13(अ)

ऋण पर ब्याज की गणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०सं०	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	सकल ऋण - आरम्भिक						
	गत वर्ष तक ऋणों की संचयी अदायगी						
	शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
	जोड़ी: वर्ष / अवधि में अतिरिक्त ऋणों के कारण वृद्धि						
	घटायी: वर्ष / अवधि में पूँजीकरण के समापन के फलस्वरूप कमी						
	घटायी: वर्ष / अवधि में ऋणों की अदायगी के कारण कमी						
	जोड़ी: वर्ष / अवधि में व्ययों के पुनर्मूल्यांकन के कारण वृद्धि						
	शुद्ध ऋण - अंतिम						
	औसत शुद्ध ऋण						
	ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
	ऋणों पर ब्याज						

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-13(ब)

कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
2	अनुरक्षण हेतु अतिरिक्त पुर्ज						
3	प्राप्तियां						
4	कुल कार्यकारी पूंजी						
5	ब्याज की दर						
6	कार्यकारी पूंजी पर ब्याज						

'कोयला आधारित उत्पादन विद्युत गृहों के लिये।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-13स

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को अन्य आय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ऋणों एवम् अग्रिम पर ब्याज						
2	जमाओं पर प्राप्त ब्याज						
3	विनियोग से आय						
4	स्क्रेप (रद्दी) की विक्रय से आय						
5	सामयिक भुगतान पर प्राप्त छूट						
6	लाभार्थियों से विलम्बित भुगतान पर अधिभार						
7	आवासीय भवनों से प्राप्त किराया						
8	विविध प्राप्तियाँ (विवरण दें)						
जोड़ें						

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-13द

वाणिज्यिक प्रचालन निर्धारित तिथि/वास्तविक अथवा अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक निर्माण अवधि में आकस्मिक व्यय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

क्र०सं०	विवरण	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक	वास्तविक/अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक
अ	व्यय की मदें		
1	कार्मिकों के लाभ सम्बन्धी व्यय		
2	वित्त पोषण लागत		
3	जल प्रभार		
4	सन्देश व्यय		
5	विद्युत व्यय		
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
7	अन्य व्यय (कृपया विवरण दें)		
8	अन्य परिचालन पूर्व व्यय		
		
		
ब	कुल व्यय		
	घटायी : निविदाओं की विक्रय से आय		
	घटायी : अतिथि गृह से आय		
	घटायी : सम्बिदाकारों से वसूली गयी आय		
	घटायी : जमाओं पर ब्याज		

(याचिकर्ता)

आई0डी0सी0 एवं वित्त पोषण प्रभारों की गणना के लिये ड्रा-डाउन शिड्यूल

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्रम संख्या	विवरण	प्रथम त्रैमास			द्वितीय त्रैमास			त्रैमास एन0 (सी.ओ.डी.)		
		विदेशी मुद्रा में परिमाण	ड्रा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि	विदेशी मुद्रा में परिमाण	ड्रा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि	विदेशी मुद्रा में परिमाण	ड्रा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि
1	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण- 1									
	ड्रा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									
1.1.2	विदेशी ऋण-2									
	ड्रा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									

1.1.3	विदेशी ऋण-3									
	ड्रा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									
1.1.4									
									
									
									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	ड्रा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण-1									
	ड्रा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									

1.2.2	भारतीय ऋण-2								
	ड्रा-डाउन धनराशि								
	आई0डी0 सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
1.2.3	भारतीय ऋण-3								
	ड्रा-डाउन धनराशि								
	आई0डी0 सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
1.2.4								
								
								
1.2	कुल भारतीय ऋण								
	ड्रा-डाउन धनराशि								
	आई0डी0 सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
1	आहरित ऋणों का योग								
	आई0डी0 सी0								
	वित्त पोषण प्रभार								
	विदेशी विनिमय दर विचलन								
	हैजिंग लागत								

2	अंश पूँजी (इक्विटी)									
2.1	विदेशी अंश पूँजी									
2.2	भारतीय आहरित अंश पूँजी									
	परिनियोजित कुल अंश पूँजी									

टिप्पणी:-

1. कार्यान्वयन अनुसूची की पूर्ति हेतु ऋण तथा अंश पूँजी (इक्विटी) का आहरण समरूप आधार पर होगा। आरम्भ काल में उच्चतर अंश पूँजी का आहरण अनुमन्य है।
2. ब्याज की पुनर्निर्धारित तिथियों सहित लागू ब्याज दरें अलग से दें।
3. बहु इकाइयों वाली परियोजनाओं के मामले में पूँजीकरण हेतु प्रयुक्त अनुपात का विवरण प्रस्तुत करें।
4. निर्माणावधि में ब्याज की विस्तृत संगणना (वास्तविक आहरण पुनर्संदाय की तिथियों, धनराशि तथा ब्याज की दर, आदि प्रस्तुत की जाय।

(याचिकर्ता)

भाग-दो:प्रपत्र-14अ

वास्तविक नकद व्यय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

विवरण	त्रैमास-1	त्रैमास-2	त्रैमास-3	त्रैमास- सं० (सी०ओ०डी०)
संविदाकारों/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
निधि के नियोजन का प्रतिशत (%)				

टिप्पणी: —यदि भुगतान तथा निधि के आवंटन में अन्तर हो, तो उसका औचित्य प्रस्तुत करें।

(याचिकर्ता)

भाग-दो: प्रारूप-15 अ

परिकल्पित ऊर्जा (डिजाइन इनर्जी) एवम् शिखर क्षमता पीकिंग कैपेसिटी (माहवार)-पोन्डेज/स्टोरेज प्रकृति के नदी प्रवाह पर स्थापित नये विद्युत गृह

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

उत्पादन क्षमता			
विद्युत गृह का नाम			
इकाइयों की संख्या × मेगावाट = स्थापित क्षमता			
माह		परिकल्पित ऊर्जा (मिलियन यूनिट)	परिकल्पित शिखर क्षमता (मिलियन यूनिट)
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्टूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		

योग			
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सी0ई0ए0) का विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन (डी0पी0आर0)/ तकनीकी आर्थिक आवश्यकता (टी0ई0ए0) दिनांक . *****			

टिप्पणी: दर्शाई घंटों की संख्या जिनके लिए विद्युत गृह प्रकल्पित है दर्शाये।

(याचिकता)

परिकल्पित ऊर्जा तथा मेगावाट निरंतरता (माहवार)— नदी के बहाव प्रकृति के विद्युत गृह

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

विद्युत उत्पादन कम्पनी			
जल विद्युत गृह का नाम			
इकाइयों की संख्या × मेगावाट = स्थापित क्षमता			
माह		परिकल्पित ऊर्जा (मिलियन यूनिट)	परिकल्पित शिखर क्षमता (मिलियन यूनिट)
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्टूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		

फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
योग			

टिप्पणी:- केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन/तकनीकी आर्थिक अबाधता दिनांक.....के अनुसार।

(याचिकर्ता)

भाग—दो: प्रारूप—16

दायित्वों की निस्तारण गति का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

पक्षकार	आस्ति/कार्य	वास्तविक पूँजीकरण वर्ष	मूल दायित्व का	दिनांक 31.3.2024 का दायित्व	निस्तारण (वर्षवार)	उल्टाव (रिवर्सल)

(याचिकर्ता)

परिशिष्ट-तीन (अ)
ह्रास अनुसूची विद्यमान परियोजना

क्र०सं०	आस्तियों का विवरण	ह्रासदर (साल्वेज वैल्यू) 10प्रतिशत
		सीधीरेख पद्धति
क	पूर्ण शीर्षक (नाम) के अधीन स्वामित्व में भूमि:	0.00%
ख	पट्टे के अधीन धारित भूमि:	
(क)	भूमि में निवेश के लिये	3.34%
(ख)	कार्यस्थल की लागत के लिए	3.34%
(ग)	जल विद्युत गृहों के मामलों में जालाशय के लिए भूमि	3.34%
ग	नई खरीदी गई आस्तियां:	
(क)	विद्युत उत्पादन गृहों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(एक)	जल-विद्युत	5.83%
(दो)	वाष्प-विद्युत, एन०एच०आर०एस० एवं वेस्ट हीट रिकवरी ब्यायलर/संयंत्र	5.83%
(तीन)	डीजल विद्युत और गैस संयंत्र	
(ख)	कूलिंग टावर एवं सर्कुलेटिंग वाटर प्रणाली	5.83%
(ग)	जल विद्युत प्रणाली के अंग भूत हाइड्रोलिक कार्य - उत्पादन स्टेशन: -	
(एक)	बांध, स्पिलवे, नदी जल कपाट नहर, प्रबलित कंकरीट जलप्रपात (रीइन्फोर्स कांकरीट प्ल्यूम्स) तथा साइफन	5.83%
(दो)	रीइन्फोर्स कंकरीट पाइपलाइन, सर्जटैंक, स्टील पाइपलाइन, स्लूइसगेट, स्टीलसर्ज (टैंक), हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व एवं अन्य हाइड्रोलिक कार्य	5.83%
(घ)	भवन एवं सिविल अभियंत्रण कार्य:-	
(एक)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(दो)	तापीय-विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
(तीन)	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
(चार)	अस्थायी निर्मितियां, जैसे काष्ठ संरचनाएं	100.00%
(पांच)	कच्ची सड़कों से भिन्न अन्य सड़कें	3.34%
(छः)	अन्य	3.34%
(डः)	ट्रांसफार्मर, ट्रांसफार्मर किओस्क, सब स्टेशन उपकरण एवं अन्य स्थिर उपकरण (संयंत्र को मिलाकर):	
(एक)	100 किलोवोल्ट एम्पीयर तथा इससे अधिक की रेटिंग वाले ट्रांसफार्मर (बुनियाद को सम्मिलित करते हुए)	5.83%
(दो)	अन्य	5.83%
(घ)	केबिल (तार) संयोजनों को सम्मिलित करते हुए, स्विचगियर	5.83%

(छ)	तड़ित चालक (लाइटनिंग अरेस्टर)	
(एक)	स्टेशनटाइप	5.83%
(दो)	पोलटाइप	5.83%
(तीन)	साइक्रोनस कंडेन्सर	5.83%
(ज)	बैटरियों	5.83%
(एक)	ज्वाइन्टबक्से एवंडिस्ककनेक्टेड बक्सों को सम्मिलित करते हुए भूमिगत केबिल (तार)	5.83%
(दो)	केबिल डक्ट प्रणाली	5.83%
(झ)	केबिल सपोर्ट (आधार) को सम्मिलित करते हुए ओवर हेडलाइनें:	
(एक)	66 कि०वोल्ट से उच्चतर वोल्टेज पर प्रचालित फैब्रिकेटेड स्टील सपोर्ट्स पर लाइनें	5.83%
(दो)	13.2 किलोवोल्ट से उच्चतर परन्तु 66 कि०वो० से अनधिक वोल्टेज पर स्टील सपोर्ट पर लाइनें	5.83%
(तीन)	स्टील अथवा रीइन्फोर्सड कांकरीट सपोर्ट्स (खम्भों) पर लाइनें	5.83%
(चार)	उपचारित काष्ठ स्तंभों/आधारों पर लाइनें	5.83%
(ज)	मीटर	5.83%
(ट)	स्वचालित वाहन (सेल्फ प्रोपेल्ड वेहिकल्स)	9.50%
(ठ)	वातानुकूलन संयंत्र:	
(एक)	स्टैटिक (स्थावर)	5.83%
(दो)	संचल (पोर्टेबल)	9.50%
(ड)	फर्नीचर एवम् फिटिंग्स:	
(एक)	कार्यालय फर्नीचर एवंफिटिंग्स	6.33%
(दो)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(तीन)	फिटिंग्स एवंसाधित्रों (एपरेटस) को सम्मिलित करते हुए इंटरनल वायरिंग	6.33%
(चार)	स्ट्रीटलाइट फिटिंग्स	5.83%
(ड)	किराये पर दिये गए एपरेटस:	
(एक)	मोटर्स	9.50%
(दो)	मोटर्स के अतिरिक्त	6.33%
(ण)	संचारउपकरण:	
(एक)	रेडियो एवं हायर फ्रीक्वेंसी कैरियर सिस्टम (रेडियो एवं उच्चतर बारंबारता वाहक प्रणाली)	6.33%
(दो)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	6.33%
(त)	साफ्टवेयर सहित निम्न विभव उपकरण, यू.एन.एम.एस., यू.आर.टी.डी.एस. एम., इ.एम.एस. साइबर सुरक्षा प्रणाली, आर.इ.एम.सी. डब्लू.एम.एस., एस. सी.ए.डी.ए. प्रणाली	15.00%
(थ)	अन्य आस्तियां जो उक्त में सम्मिलित नहीं हैं	5.83%

परिशिष्ट-तीन (ब)
हास अनुसूची नई परियोजना

क्र०सं०	आस्तियों का विवरण	हासदर (साल्वेज 10प्रतिशत वैल्यू) सीधीरेख पद्धति
क	पूर्ण शीर्षक (नाम) के अधीन स्वामित्व में भूमि:	0.00%
ख	पट्टे के अधीन धारित भूमि:	
(क)	भूमि में निवेश के लिये	3.34%
(ख)	कार्यस्थल की लागत के लिए	3.34%
(ग)	जल विद्युत गृहों के मामलों में जालाशय के लिए भूमि	3.34%
ग	नई खरीदी गई आस्तियां:	
(क)	विद्युत उत्पादन गृहों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(एक)	जल-विद्युत	4.22%
(दो)	वाष्प-विद्युत, एन०एच०आर०एस० एवं वेस्ट हीट रिकवरी बायलर/संयंत्र	4.22%
(तीन)	डीजल विद्युत और गैस संयंत्र	4.22%
(ख)	कूलिंग टावर एवं सर्कुलैटिंग वाटर प्रणाली	4.22%
(ग)	जल विद्युत प्रणाली के अंग भूत हाइड्रोलिक कार्य - उत्पादन स्टेशन: -	
(एक)	बांध, स्पिलवे, नदी जल कपाट नहर, प्रबलित कंकरीट जलप्रपात (रीइन्फोर्स कांकरीट पल्यूम्स) तथा साइफन	4.22%
(दो)	रीइन्फोर्स कंकरीट पाइपलाईन, सर्जटैंक, स्टील पाइपलाईन, स्लूइसगेट, स्टीलसर्ज (टैंक), हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व एवं अन्य हाइड्रोलिक कार्य	4.22%
(घ)	भवन एवं सिविल अभियंत्रण कार्य:-	
(एक)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(दो)	तापीय-विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
(तीन)	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
(चार)	अस्थायी निर्मितियां, जैसे काष्ठ संरचनाएं	100.00%
(पांच)	कच्ची सड़कों से निम्न अन्य सड़कें	3.34%
(छः)	अन्य	3.34%
(ड.)	ट्रांसफार्मर, ट्रांसफार्मर कि ओस्क, सब स्टेशन उपकरण एवं अन्य स्थिर उपकरण (संयंत्र को मिलाकर):	
(एक)	100 किलोवोल्ट एम्पीयर तथा इससे अधिक की रेटिंग वाले ट्रांसफार्मर (बुनियाद को सम्मिलित करते हुए)	4.22%
(दो)	अन्य	4.22%
(च)	केबिल (तार) संयोजनों को सम्मिलित करते हुए, स्विचगियर	4.22%
(छ)	तड़ित चालक (लाइटनिंग अरेस्टर)	

(एक)	स्टेशनटाइप	4.22%
(दो)	पोलटाइप	4.22%
(तीन)	साइक्रोनस कंडेन्सर	4.22%
(ज)	बैटरियाँ	9.50%
(एक)	ज्वाइन्ट बक्से एवं डिस्क कनेक्टेड बक्सों को सम्मिलित करते हुए भूमिगत केबिल (तार)	4.22%
(दो)	केबिल डक्ट प्रणाली	4.22%
(झ)	केबिल सपोर्ट (आधार) को सम्मिलित करते हुए ओवर हेडलाइनें:	
(एक)	66 कि०वोल्ट से उच्चतर वोल्टेज पर प्रचालित फैंब्रिकेटेड स्टील सपोर्ट्स पर लाइनें	4.22%
(दो)	13.2 किलोवोल्ट से उच्चतर परन्तु 66 कि०वो० से अनधिक वोल्टेज पर स्टील सपोर्ट पर लाइनें	4.22%
(तीन)	स्टील अथवा रीइन्फोर्सड कांकरीट सपोर्ट्स (खम्भों) पर लाइनें	4.22%
(चार)	उपचारित काष्ठ स्तंभों/आधारों पर लाइनें	4.22%
(ज)	मीटर	4.22%
(ट)	स्वचालित वाहन (सेल्फ प्रोपेल्ड वेहिकिल्स)	9.50%
(ठ)	वातानुकूलन संयंत्र:	
(एक)	स्टैटिक (स्थायर)	4.22%
(दो)	सचल (पोर्टेबल)	9.50%
(ड)	फर्नीचर एवम् फिटिंग्स:	
(एक)	कार्यालय फर्नीचर एवं फिटिंग्स	6.33%
(दो)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(तीन)	फिटिंग्स एवं साधित्रों (एपरेटस) को सम्मिलित करते हुए इंटरनल वायरिंग	6.33%
(चार)	स्ट्रीटलाइट फिटिंग्स	4.22%
(ढ)	किराये पर दिये गए एपरेटस:	
(एक)	मोटर्स	6.33%
(दो)	मोटर्स के अतिरिक्त	9.50%
(ण)	संचार उपकरण:	
(एक)	रेडियो एवं हायर फ्रीक्वेंसी कैरियर सिस्टम (रेडियो एवं उच्चतर बारंबारता वाहक प्रणाली)	15.00%
(दो)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	15.00%
(तीन)	फाइबर ऑप्टिक/ओ.पी.जी.डब्लू	6.33%
(त)	साफ्टवेयर सहित निम्न विभव उपकरण, यू.एन.एम.एस., यू.आर.टी.डी.एस. एम., इ.एम.एस, साइबर सुरक्षा प्रणाली, आर.इ.एम.सी. डब्लू.ए.एम.एस., एस. सी.ए.डी.ए. प्रणाली	15.00%
(थ)	अन्य आस्तियां जो उक्त में सम्मिलित नहीं हैं	4.22%

Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission
(Terms and Conditions of Generation tariff) Regulation, 2024
 No.-UPERC/SECY/Generation Regulations/2025-010, dated: 09.04.2025

In exercise of powers conferred under Section 181 *read* with Section 61 of the Electricity Act, 2003, and all other powers enabling in this behalf, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulation, namely:

CHAPTER-1
GENERAL

1. Short title, scope and extent of application and commencement:

- (1) These Regulations may be called the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Generation tariff) Regulation, 2024.
- (2) These Regulations shall be applicable for the period from 01.04.2024 to 31.03.2029.
- (3) Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.
- (4) In case of dispute in interpretation between English and Hindi version of these Regulations, the English version shall prevail.
- (5) The Regulation namely "Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation tariff) Regulation, 2019" notified on 11/09/2019 and *read* with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby repealed from the date of applicability of these regulations.
- (6) These Regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a Unit thereof is required to be determined by the Commission under Section 62 of the Act *read* with Section 86 thereof.
- (7) These Regulations shall not apply for determination of tariff in case of the following:-
 - a. generating station whose tariff has been discovered through tariff based Competitive Bidding in accordance with the Guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Act;
 - b. generating station based on Renewable Sources of Energy whose tariff is determined in accordance with the UPERC (Captive and Renewable Energy Generating Plants) Regulation, 2019 as amended from time to time or any subsequent enactment thereof.
- (8) The generating company may adopt Clean Development Mechanism, for generating stations approved and commissioned on or after 1.4.2024, and the proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely:-
 - a. 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the Project Developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;
 - b. In the second year, the share of the Beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the Beneficiaries.
- (9) In case of any conflict between provisions of these Regulations and a Power Purchase Agreement signed between a generating company and Distribution Licensee(s)/Beneficiary(ies), the provisions of these Regulations shall prevail.
- (10) Availability Based tariff (ABT) in respect of projects whose tariff is determined by the Commission shall be implemented as per Regulation 39 of these Regulations.
- (11) Yearly energy audits for each generating Unit defined for a generating station shall be compulsory under Section 61(c) of the Act *read* with Schedule of the Energy Conservation Act 2001, the National Electricity Policy 2005, and Energy Policy 2009, of Go UP, as amended from time to time. The Energy Audit result shall be declared in the manner provided under the Energy Conservation (form and manner and time for furnishing information with regard to energy consumed and action taken on recommendations of accredited energy auditor) Rules, 2008 as amended from time to time.

(12) The generating company shall submit timely Report to the Commission under Section 10(3) (a) of the Act in the format given in **Appendix - I** to these Regulations.

(13) The generating station, under Section 10(3)(b) of the Act, shall co-ordinate with the State Transmission Utility for Transmission of electricity generated by it according to the provisions made in the Grid Code.

(14) The generating station/company shall abide by the Provisions of the Act, Rules, Codes, Regulation, Orders and Directions of the appropriate Authority/Commission issued from time to time regarding Generation and Evacuation of electricity.

2. Definitions:

Unless the context otherwise requires, for the purpose of this Chapter,–

(i) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 as amended from time to time alongwith UP Electricity Reforms Act, 1999, so far as it is not inconsistent with the Electricity Act, 2003;

(ii) **'Additional Capitalization'** means the Capital Expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the Project and admitted by the Commission after prudence check, in accordance with provisions of these Regulations;

(iii) **'Admitted capital cost'** means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff Regulations;

(iv) **'Auditor'** means an Auditor appointed by a generating company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956)], as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other Law for the time being in force;

(v) **'Authority'** means Central Electricity Authority referred to in Section 70 of the Act;

(vi) **'Auxiliary Energy Consumption'** or **'AUX'** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating station and machinery including Sewage Treatment Plant, Tertiary Treatment Plant, Coal Handling Plant and Switchyard of the generating station and the Transformer Losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the Units of the generating station;

Provided that Auxiliary Energy Consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station;

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance with revised emission standards shall be considered separately.

(vii) **'Auxiliary Energy Consumption for emission control system (AUXe)** in relation to a period in the case of coal or lignite based thermal generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal or lignite based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under Clause (6) of this Regulation;

(viii) **'Availability'** in relation to a thermal generating station for any period means the average of the daily average Declared Capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the Contracted Capacity (CC) of the generating station minus normative Auxiliary Consumption in MW and auxiliary energy consumption for emission control system as per these Regulations and shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Availability (\%)} = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i}{[N \times CC \times (100 - AUX_n - AUX_e)] \%}$$

Where,–

CC = Contracted Capacity in the generating station,

DC_i = Average Declared Capacity for the ith day of the period(inMW),

N = Number of days during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation.

AUX_{em} = Normative Auxiliary Energy Consumption for emission control system as a percentage of gross generation

(ix) **'Bank Rate'** means one-year Marginal Cost of funds-based Lending Rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time, or any replacement thereof for the time being in effect, plus 350 basis points;

(x) **'Beneficiary'** in relation to a generating station covered under Clauses (a) and (b) of Sub- Section 1 of Section 86 of the Act, means a Distribution Licensee who is purchasing electricity generated at such generating station through a Power Purchase Agreement either directly or through a Trading Licensee on payment of fixed charges and by scheduling in accordance with the Grid Code;

Provided that where the Distribution Licensee is procuring power through a Trading Licensee, the arrangement should be secured through back-to-back Power Purchase Agreement and Power Sale Agreement.

(xi) **'Capital Cost'** means the capital cost as determined under these Regulations in respect of generating station;

(xii) **'Change in law'** means occurrence of any of the following events:

- a. Bringing into effect or promulgation of any new Indian law or Indian enactment;
- b. adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or
- c. change in interpretation or application of any Indian law by a competent Court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application;
- d. change by any competent statutory authority, in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or License available or obtained for the project; or
- e. coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station regulated under these Regulations.

(xiii) **'Commission'** means the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission as per Section 82 of the Act;

(xiv) **'Competitive Bidding'** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;

(xv) **'Contracted Capacity'** or **'CC'** means the capacity of power (in MW) contracted between the Seller and the Procurer(s) at the Interconnection Point as provided in the Power Purchase Agreement (PPA);

(xvi) **'Cut-off Date'** means the last day of the calendar month after thirty-six months from the actual date of commercial operation of the project or date of commercial operation of the project as approved by the Commission, whichever is earlier;

(xvii) **'Date of Commercial Operation'** or **'COD'** in respect of a thermal generating station or hydro generating station shall have the same meaning as defined in the Grid Code;

(xviii) **'Date of Operation'** or **'ODE'**: In respect of an emission control system means putting the emission control system into use after meeting all applicable technical and MOEF & CC environmental standards and requisite certification(s) and the Management Certificate duly signed by an authorized person, not below the level of Director of the generating company;

(xix) **'Day'** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 00:00 hour;

(xx) **'De-capitalisation'** for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-Unit transfer of assets or the assets taken out from service;

(xxi) **'De-commissioning'** means removal from service of a generating station or a Unit thereof after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project can not be operated due to non performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or due to environmental concerns or safety issues or a combination of these factors;

(xxii) **'Declared Capacity'** or **'DC'** means the capability of the generating station to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time block of the day or whole of the day as per Grid Code duly taking into account the availability of fuel or water, as the case may be;

(xxiii) **'Design Energy'** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

(xxiv) **Emission Control System** means a set of equipment or devices required to be installed in a coal or lignite based thermal generating station or Unit thereof to meet revised emission standards;

(xxv) **'Existing Project'** means a project declared under commercial operation from a date prior to 01.04.2024;

(xxvi) **Expansion Project** shall include any addition of new capacity to the existing generating station in accordance with UPERC (Modalities of Tariff Determination) Regulations 2023 as amended from time to time.

(xxvii) **'Expenditure incurred'** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;

(xxviii) **'Extended Life'** means the life of a generating station or Unit thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case-to-case basis;

(xxix) **'Force Majeure'** for the purpose of these Regulations means the event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the generating company to complete the project within the time specified in the Investment Approval, and only if such events or circumstances are not within the control of the generating company and could not have been avoided, had the generating company taken reasonable care or complied with prudent utility practices;

a. Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or

b. Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or

c. Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India;

d. Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer including its contractors/ suppliers/ agents;

(xxx) **'generating station'** shall have the same meaning as defined under sub-Section 30 of Section 2 of the Act and for the purpose of these Regulations shall also include stages or Units of a generating station;

(xxxi) **'generating Unit' or 'Unit'** in relation to a thermal generating station (other than combined cycle thermal generating station) means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine generator and auxiliaries or combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler,

connected steam turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(xxxii) **'Grid Code'** means the Uttar Pradesh Electricity Grid Code, 2007 and Indian Electricity Grid Code Regulations, 2023 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;

(xxxiii) **'Gross Calorific Value'** or **'GCV'** in relation to a thermal power generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel as the case may be;

(xxxiv) **'GCV as received'** means the GCV of coal as measured at the unloading point of the thermal generating station through collection, preparation and testing of samples from the loaded wagons, trucks, ropeways, Merry-Go-Round (MGR), belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964;

Provided that the measurement of coal shall be carried out through sampling by third party to be appointed by the generating companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government;

Provided further that samples of coal shall be collected either manually or through hydraulic augur or through any other method considered suitable keeping in view the safety of personnel and equipment;

Provided also that the generating companies may adopt any advance technology for collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

(xxxv) **'Gross Station Heat Rate'** or **'GSHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(xxxvi) **'Indian Government Instrumentality'** means any ministry, department, board, authority, agency, corporation and commission under direct or indirect control of the Government of India or the State Government (s) or both or Appropriate Commission (s) or tribunal or judicial or quasi-judicial body;

(xxxvii) **'Infirm Power'** means electricity generated for injection into the grid prior to commercial operation of the Unit of a generating station;

(xxxviii) **'Installed Capacity'** or **'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the Units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals) as may be approved by the Commission from time to time;

(xxxix) **'Interconnection Point'** the interconnection point shall be as per UPERC Connectivity Regulations, 2009 and its amendment from time to time;

(xl) **'Investment Approval'** means approval by the Board of the generating company or any other competent authority conveying administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project;

Provided that the date of Investment Approval shall reckon from the date of the resolution of the Board of the generating company where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases;

(xli) **'Kilowatt-Hour'** or **'kWh'** means a Unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;

(xlii) **'Landed Fuel Cost'** means the total cost of coal (including biomass in case of cofiring), lignite or the gas delivered at the unloading point of the generating station and shall include the base price, washery charges wherever applicable, transportation cost (overseas or inland or both) and handling cost, charges for third party sampling and applicable statutory charges;

(xliii) **'Maximum Continuous Rating'** or **'MCR'** in relation to a Unit of the thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a Unit of a combined cycle thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator

terminals, guaranteed by the manufacturer with water/steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(xliv) **'New Project'** means the project achieving COD or anticipated to be achieving COD on or after 01.04.2024;

(xlv) **'Operation and Maintenance Expenses'** or **'O&M Expenses'** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the Project or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs and maintenance spares, other spares of capital nature valuing up to Rs. 10 lakhs, additional capital expenditure of an individual asset costing less than Rs. 50 lakhs, consumables, insurance and overheads and fuel other than used for generation of electricity;

(xlvii) **'Original Project Cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company within the original scope of the project, up to the cut-off date, as admitted by the Commission;

(xlviii) **'Plant/station Load Factor'** or **'PLF'** for a given period, means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to Contracted Capacity (CC) in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF(\%) = 10000 \times \sum_{i=1}^N SG_i / \{N \times CC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})\} \%$$

where,

CC = Contracted Capacity in the generating station,

SG_i = Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation;

AUX_{en} = Normative Auxiliary Energy Consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

(xlviii) **'Power Purchase Agreement'** or **'PPA'** means the agreement to be entered into between the Procurer(s) and the Seller pursuant to which the Seller shall supply power to the Procurer (s) as per the terms and conditions specified therein.

(xlix) **'Project'** means:

a. in case of thermal generating station, all components of the thermal generating station not including mining (if it is a pit head project) and dedicated captive coal mine but includes biomass pellet handling system, and effluent treatment plant, as may be required.

b. in case of hydro generating station, all components of the hydro generating station and includes dam, intake water conductor system, power generating station, as apportioned to power generation.

(l) **'Prudence Check'** means scrutiny of reasonableness of capital expenditure incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall look into whether the generating company has been careful in its judgments and decisions for executing the project or has been careful and vigilant in executing the project;

(li) **'Pumped Storage Hydro Generating Station'** means a hydro generating station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

(lii) **'Run-of-river power station'** means a hydroelectric power generating station which has no upstream pondage;

(liii) **'Run-of-river power station with pondage'** means a hydroelectric power generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(liv) **'Scheduled Commercial Operation Date, or 'SCOD'** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating Unit thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in Power Purchase Agreement whichever is earlier;

(lv) **'Scheduled Generation' or 'SG'** at any time or for any period or time block means ex-bus generation schedule in MW given by the State Load Despatch Centre;

(lvi) **'Start Date or Zero Date'** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

(lvii) **'Thermal generating station'** means a generating station or a Unit thereof that generates electricity using fossil fuels such as coal, gas, liquid fuel, bio-pellets or combination of these as its primary source of energy;

(lviii) **'Trial Run' or 'Trial Operation'** in relation to a generating station shall have the same meaning as specified in Grid Code;

(lix) **'Unloading Point'** means the point within the premises of the coal or lignite based thermal generating station where the coal or lignite is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport;

(lx) **'Useful life'** in relation to a Unit of a coal/lignite based generating station from the COD shall be for 25 years and in relation to a Unit of a Hydro generating station shall mean 40 years from COD;

Provided that in the case of coal/lignite based thermal generating stations and hydro generating stations, the Operational Life may go up to 35 years and 50 years, respectively.

(lxi) **'Year'** means a financial year starting from 1st April of a year to 31st March of the next year.

3. Operational norms to be ceiling norms:

The operational norms specified under these Regulations are the ceiling norms and this shall not preclude the generating company and Distribution Licensee or any other person, as the case may be, from agreeing to improved Norms of operation. In case the improved Norms are agreed to, such Norms shall be applicable for determination of tariff.

4. Deviation from ceiling tariff:

Tariff for sale of electricity by a generating company may also be determined by the Commission in deviation of the norms specified in these Regulations subject to the conditions that:

- a. The levelized tariff of electricity over the useful life of the Project, calculated on the basis of the norms in deviation does not exceed the per Unit tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations duly corroborated by generator's submission containing complete workings along with assumptions at the time of filing of the tariff Application;
- b. Any such deviation shall come into effect only after approval by the Commission.

Explanation: For the purpose of calculating the levelized tariff referred to in Sub Clause(a), the discounting factor shall be as notified by the CERC from time to time.

5. Core Business:

For the purpose of these Regulations, Core Business means the regulated activity of Generation of electricity only and does not include any other business or activity of the generating company.

6. Tax on Income:

(1) The rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 25(3)(a) of these regulations shall be grossed up with the effective tax rate (hereinafter referred to as 't') of the respective financial year. The effective tax rate shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the concerned generating company by excluding the income other than from Core business and the corresponding tax thereon:

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess:

Provided further that in case a generating company has opted for Section 115BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA of the Income Tax Act, 1961:

Provided further that Income-Tax allocated to the Beneficiaries shall be recovered in the proportion of Annual Fixed Charges in the case of thermal generating stations and in the proportion of Annual Capacity Charges in case of Hydro generating station.

(2) The rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

(3) The generating company shall true up the effective tax rate for every financial year based on actual tax paid together with any additional tax demand including interest thereon duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2024-29 on actual gross income of any financial year. Further, any penalty arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be considered while computing the actual tax paid for the generating company:

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB, the generating company shall true up the grossed-up rate of return on equity at the end of every financial year with the applicable MAT rate including surcharge and cess:

Provided that in case a generating company is paying tax under Section 115BAA, the generating company shall true up the grossed-up rate of return on equity at the end of every financial year with the tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA:

Provided that any under-recovery or over recovery of grossed up rate on return on equity after trueing up, shall be recovered or refunded to beneficiaries as the case may be, on a year-to-year basis.

7. Tax Escrow Account:

There shall be an account in a scheduled Bank called Tax Escrow Account to be maintained by the Licensee or any person, hereinafter referred to as Beneficiary, who has purchased the capacity from a generating station. Such Licensee shall maintain in this account a deposit equivalent to two months Tax liability as informed to them by the generating company prior to commencement of the Year.

The generating company shall be authorized to withdraw the amount for settling the tax liability on presentation to the Escrow holder, a certificate from Company's Statutory Auditor, that such amounts are immediately due to be paid to the Tax authorities. Such generating Companies shall pay back any refund received from tax authority to such Tax Escrow Account.

8. Hedging of Foreign Exchange Rate Variation (FERV):

The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign currency loan taken for the generating station.

9. Recovery of Income-tax and hedging cost of FERV:

Recovery of Income-tax and cost of hedging only towards FERV shall be done directly by the generating company from the Beneficiaries without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the Beneficiaries to the amounts claimed on account of Income- tax or cost of hedging towards FERV, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

10. Power to Remove Difficulties:

If any difficulty arises in giving effect to these Regulations, the Commission may, of its own motion or otherwise, by an Order and after giving a reasonable opportunity to those likely to be affected by such Order, make such Provisions, not inconsistent with these Regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

11. Power to Relax:

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may vary any of the Provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person by an order.

CHAPTER 2

Commercial Operation**12. Date of Commercial Operation:****(1) Date of commercial operation in case of**

a. a generating Unit of the thermal generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating the Unit capacity corresponding to its Maximum Continuous Rating (MCR) or the Installed Capacity (IC), through a successful trial run after getting clearance from the respective RLDC or SLDC, as the case may be, and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last Unit of the generating station;

b. a generating Unit of hydro generating station including pumped storage hydro generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to the Installed Capacity of the generating station, through a successful trial run after getting clearance from the respective RLDC or SLDC, as the case may be and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last Unit of the generating station;

Provided that

(i) Where the beneficiaries / long term customers have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after a notice of not less than one month by the generating company to the beneficiaries/ long term customers and concerned RLDC or SLDC, as the case may be and the scheduling shall start from 00:00 hrs after completion of the trial run.

(ii) Where the beneficiaries / long term customers have not been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the concerned RLDC or SLDC, as the case may be and the scheduling shall start from 00:00 hrs after completion of the trial run.

(iii) The generating company shall certify that:

(a) The generating station meets the relevant requirements and provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Stations and Electric Lines) Regulation, 2010 as amended from time to time and the Grid Code;

(b) In case of a thermal generating station, the main plant equipment and auxiliary systems including Balance of station, such as Fuel Oil System, Coal Handling Station, DM plant, pre-treatment plant, fire-fighting system, Ash Disposal system and any other site-specific system have been commissioned and are capable of full load operation of the Units of the generating station on sustained basis; and

In case of hydro generating station, the main plant equipment and auxiliary systems including Drainage Dewatering system, Primary and Secondary cooling system, LP and HP air compressor, Firefighting system, etc. have been commissioned and are capable for full load operation of Units on sustained basis.

(c) Permanent electric supply system including emergency supplies and all necessary instrumentation, control and protection systems and auto loops for full load operation of Unit have been put in service.

(iv) The certificates as required under Clause (iii) above shall be signed by the CMD/CEO/MD of the generating company subsequent to its approval by the Board of Director(s) and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary of the concerned Regional Power Committee and the concerned RLDC / SLDC before declaration of COD.

(v) Trial run shall be carried out in accordance with Regulation 12(2) of these Regulations.

(vi) In case a hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate the peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last Unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, and it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating

station or Unit thereof as the case may be, as and when such reservoir/pond level is achieved. In case of failure to demonstrate the peaking capacity, the Unit capacity shall be de-rated to the capacity demonstrated with effect from the COD.

(vii) If a run-of-river hydro generating station or a Unit thereof is declared under commercial operation during lean inflow period when the water inflow is insufficient for such demonstration of peaking capability, it shall be mandatory for such hydro generating station or Unit thereof to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient water inflow is available. In case of failure to demonstrate the peaking capacity, the Unit capacity shall be de-rated to the capacity demonstrated with effect from the COD.

(2) **Trial Run or Trial Operation:** Trial Run or Trial Operation in relation to a thermal generating station or a Unit thereof shall mean successful running of the generating station or Unit thereof on designated fuel at Maximum Continuous Rating or Installed Capacity for a continuous period of 72 hours and in case of a hydro generating station or a Unit thereof for a continuous period of 12 hours:

Provided that Units of thermal and hydro generating stations shall also demonstrate capability to raise load up to 105% or 110% of the Maximum Continuous Rating or Installed Capacity.

CHAPTER 3 Tariff Determination

13. Determination of tariff:

(1) The tariff in respect of a generating station under these Regulations shall be determined Stage-wise, Unit-wise or for the whole generating station, as the case may be. However, on completion of projects the tariff may be determined for the whole station.

(2) For the purpose of tariff, the Capital Cost of the Project shall be broken up into Stages and by distinct Units (in case part of Units are functional) forming part of the generating station. Where the Stage-wise, Unit-wise, breakup of the Capital Cost is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the Units.

(3) In case of expansion of the existing generating station, the tariff shall be determined for the expanded capacity in accordance with these Regulations.

(4) In relation to Multi- Purpose Hydroelectric generating stations, with irrigation, flood control and power components, the Capital Cost chargeable to the Power component of the generating station shall only be considered for determination of tariff.

(5) Assets installed for implementation of the revised emission standards shall form part of the existing generation project, and the tariff thereof shall be determined separately in accordance with the application filed under the Clause (5) of Regulation 14 of these Regulations.

14. Application for determination of tariff:

A. For new projects

(1) The generating company shall make an application for fixation of tariff in respect of the completed Units of the generating station in such forms and such manners as prescribed in these Regulations and Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation, 2019 as amended from time to time or any statutory reenactment thereof:

Provided that the applications for determination of tariff shall be filed covering the period for which the terms and conditions of tariff shall remain in force.

(2) In case of a generating station declared under commercial operation on or after the date of commencement of these Regulations, an Application for fixation of tariff shall be made as per **Appendix - II** to these Regulations, for determination of Provisional tariff within 180 days prior to the anticipated date of commercial operation based on the Capital Expenditure actually incurred up to the date of making of the Application or a date prior to making of the Application, duly audited and certified by the Statutory Auditors, and the provisional tariff shall be charged from the date of commercial operation of the respective Unit of the generating station.

Provided that where application for determination of provisional tariff of a new project has been filed before the Commission in accordance with Clause 14 (2) of these Regulations, the Commission may consider granting provisional tariff up to 90% of the Annual Fixed Cost of the project claimed in the application subject to adjustment as per proviso to Clause 14(2) of these Regulations after the final tariff order has been issued.

(3) The generating company shall make a fresh Application for final tariff in prescribed format as per **Appendix - II** to these Regulations, within 90 days of date of the audited accounts of the year of Project's COD or within 180 days of determination of its Project's Capital Cost, by the Commission, whichever is later, failing which the rate of return on equity shall be reduced by 0.25% per month subject to a minimum base rate of 10% return on equity:

Provided that the reduction in rate of return on equity can be waived or reduced by the Commission, in case such delay is beyond the control of applicant and is justified with sufficient material/documentation:

Provided further that over or under recovery of charges by the generating company on account of Provisional tariff shall be subject to retrospective adjustment on the basis of final tariff determined by the Commission. The generating company, on the basis of such final tariff, shall calculate the amount of under or over recovery of charges and bill such amount to be recovered or paid by it from or to the beneficiary (ies), for the period the Provisional tariff remained effective, within six months of determination of final tariff, along with simple interest calculated at rate equal to Bank Rate as on 1st April of the relevant year in which such under/over recovery was made:

Provide further that such interest that determined as per 2nd proviso of Clause (3) of this Regulation shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments.

(4) The generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in coal based thermal generating station in accordance with these Regulations not later than 90 days from the date of start of operation of such emission control system.

B. For existing Projects

(5) In case of an existing generating station or Unit thereof, the application for the next tariff control period shall be made by the generating company within 3 months of the notification of these Regulations, based on admitted capital cost as on 31.03.2024 including additional capital expenditure already incurred upto 31.03.2024 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2024-29. The capital cost admitted as on 31.03.2024 based on the truing up shall form the basis of the opening capital cost as on 01.04.2024 for the tariff determination for the period 2024-29.

(6) In case an emission control system is installed in the existing generating station or Unit thereof to meet the revised emission standards, an application shall be made in accordance with these Regulations within 90 days from the start date of operation of such emission control system for determination of supplementary tariff (capacity charges or energy charge or both) based on the actual capital expenditure duly certified by the Auditor.

(7) In case of delay in filing of complete application in hard and soft copy by the generating companies as per the timelines specified in clause (3), (4), and (6) of this Regulation, carrying cost shall be allowed as given below:

	Specific Case	Carrying cost to be allowed from the date of	Applicable Rate
New Projects	Filing of Final Tariff	Application filed before due date	Bank Rate from COD
		Application filed after due date	Bank Rate from Date of application filing
New Projects and Existing Projects	Emission Control System	Application filed before due date	SBI MCLR+ 100 base points from COD
		Application filed after due date	SBI MCLR+ 100 base points from Date of application filing

Provided further that any consequences as specified in Clause (1) to (6) of this Regulation which are related with non-adherence of timelines are without prejudice to any other fine, which the generator may be liable under Electricity Act, 2003 and any other Regulations of the Commission including but not limited to UPERC (Fees & Fines) Regulations, 2010, as amended from time to time.

15. In-principle approval in specific circumstances:

The generating company, undertaking any additional capitalization on account of change in law events or force majeure conditions or for additional capitalization beyond original scope of work as specified in Regulation 21(4) may file petition for in-principle approval for incurring such expenditure on scheme(s), after prior notice to the beneficiaries, along with underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure(s), if the estimated expenditure(s) on aggregate basis exceeds 20% of the admitted capital cost of the project or Rs. 300 Crore, whichever is lower.

16. Truing up of tariff for the period 2024-29:

(1) The trueup petition for the period 2024-29 in accordance with the UPERC (Term sand Conditions of Generation Tariff) Regulations, 2024, shall be filed along with the tariff petition for the period 2029-34. The capital cost admitted as on 31.03.2029 based on the truing up shall form the basis of the opening capital cost as on 01.04.2029 for the tariff determination for the period 2029-34.

(2) The Commission shall carry out the truing up exercise for the period 2024-29, along with the tariff petition filed for the next tariff period, for the following:-

- a. the capital expenditure, including additional capital expenditure in cured upto 31.03.2029 as admitted by the Commission after prudence check;
- b. the capital expenditure, including additional capital expenditure in cured upto 31.03.2029 on account of Force Majeure and Change in Law as admitted by the Commission;
- c. the additional capital expenditure in cured upto 31.03.2029 on account of the Emission Control System as admitted by the Commission;

Provided that in case of truing up application along with requisite documents is not submitted within timeline i.e., by 30.11.2029; no carrying cost / interest for the period of delay shall be allowed to the generating company for the under-recovered amount during the True-up period. However, in case of over recovered amount during the True-up period and delayed filing of True-up application along with requisite documents, the surplus amount with carrying cost / interest shall be recovered in terms of Regulation 16(e) along with surplus amount:

Provided further that the above proviso is without prejudice to any other fine or penalty, which may be liable under Electricity Act, 2003 and any other Regulation of the Commission including but not limited to UPERC (Fees & Fines) Regulation, 2010, as amended from time to time.

- d. The generating company shall submit, for the purpose of Truing up, details of Capital Expenditure and additional capital expenditure incurred duly audited and certified by the Auditors;

Provided the Commission may appoint a separate independent auditor who, under the supervision of the Commission, shall undertake technical and financial audit of the generating station at any time.

- e. Where after the Truing up, if the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to the beneficiaries, the excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate prevailing as on 1st April of the relevant Year in which such over recovery was made.

- f. Where after the Truing up, if the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall recover from the Beneficiaries, the under-recovered amount along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate, prevailing as on 1st April of the relevant Year in which such under recovery was made.

- g. The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate as on 1st April of the relevant Year, shall be recovered or refunded by the generating company, in six equal monthly instalments starting within three months from the date of the tariff Order issued by the Commission after the truing up exercise:

Provide further that such interest that determined as per Clause (2)(g) of this Regulation shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments.

CHAPTER-4

Capital Cost and Structure

17. Capital Cost:

(1) Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff for new and existing projects.

(2) The final tariff for a new project including expansion project shall be determined based on the admitted capital cost which shall include:-

- a. the expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the project;
- b. Interest during construction and financing charges, on the loans (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed;
- c. Increase in cost in contract packages as approved by the Commission;
- d. Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with these Regulations;
- e. Capitalised initial spares subject to ceiling norms of 4% (as a percentage of the station and Machinery cost) up to cut-off date (excluding IDC, IEDC, Land Cost and cost of civil works);

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost by the Central Electricity Regulatory Commission and are adopted by the Commission for prudence check, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified above:

Provided where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipment shall be as per the ceiling norms specified by the Commission for transmission system from time to time.

- f. Expenditure on account of additional capitalization and de-capitalization determined in accordance with these Regulations;
- g. Adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to COD as specified under these Regulations;
- h. Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility;
- i. Capital expenditure incurred towards the development of the dedicated transmission line;

Provided that tariff in respect of such dedicated transmission line shall be determined in accordance with the UPERC (Multi Year Tariff for Transmission) Regulation, 2025 as and when notified and as amended from time to time.

- j. Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway;
- k. Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities for co-firing;
- l. Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- m. Expenditure on account of the fulfilment of any conditions for obtaining environmental clearance for the project;
- n. Expenditure on account of change in law and force majeure events;
- o. Expenditure required to enable flexible operation of the generating station in accordance with Grid Code.

p. Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries;

Provided that for all MoU route projects which are under PPA, the agreed ceiling capital cost between the generating company and the beneficiary shall be brought to the Commission for approval and the approved cost shall be a part of PPA. The actual capital cost, if it is equal to the approved ceiling

capital cost, shall form the basis for prudence check and determination of tariff by the Commission. If the actual cost is lower, then the lower cost would be taken subject to prudence check and if it is higher, then the additional cost would first be verified and agreed between the generating company and the beneficiary only then it shall be taken up by the Commission for consideration and approval subject to prudence check.

(3) The final tariff for an existing project shall be determined based on the admitted capital cost which shall include:-

- a. The capital cost admitted by the Commission prior to 01.04.2024 duly trued up by excluding liability, if any, as on 01.04.2024;
- b. Additional capitalization and de-capitalization for the relevant year of tariff as determined in accordance with these Regulations;
- c. Expenditure on account of Renovation and Modernization as admitted by this Commission in accordance with these Regulations;
- d. Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility;
- e. Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway;
- f. Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities for co-firing;
- g. Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- h. Expenditure required to enable flexible operation of the generating station in accordance with Grid Code;
- i. Expenditure on account of change in law and force majeure events;
- j. Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

(4) The tariff, based on capital cost admitted by the Commission, in respect of existing dedicated transmission line shall be determined in accordance with the terms, parameters and norms of the MYT transmission regulations of the respective control period.

(5) The capital cost in case of existing or new hydro generating station shall also include cost of approved Rehabilitation and Resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved.

(6) The following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new projects:

- a. The assets forming part of the project, but not in use;
- b. De-capitalised Assets after the date of commercial operation on account of replacement or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project:
Provided further that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets.
- c. In case of hydro generating stations, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a transparent process;
- d. The proportionate cost of land which is being used for generating power from generating station based on renewable energy;
- e. Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment.

(7) **Prudence Check of Capital Cost:** The following principles shall be adopted for prudence check of capital cost of the existing or new projects:

a. Prudence check of capital cost shall be carried out by the Commission in terms of these Regulations and the Commission may take into consideration the benchmark norms specified/to be specified by the Central Electricity Regulatory Commission from time to time:

Provided that, Prudence check shall include scrutiny of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction for its reasonableness, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, competitive bidding for procurement and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall look into whether the generating company has been careful in its decisions for executing the project or has been careful and vigilant in executing the project:

Provided that any capital expenditure incurred on the project through any related parties, as defined in the Companies Act, 2013, without prior approval of the procurer shall be excluded from the Capital cost:

Provided further that the generating company shall submit the reasons for exceeding the capital cost from benchmark norms to the satisfaction of the Commission for allowing cost above benchmark norms.

b. The Commission may issue new guidelines or adopt the guidelines prescribed by the Central Electricity Regulatory Commission for vetting of capital cost of projects by an independent agency or an expert and in that event the capital cost as vetted by such agency or expert may be considered by the Commission while determining the tariff for the generating station.

c. The Commission may issue new guidelines or adopt the guidelines prescribed by the Central Electricity Regulatory Commission for scrutiny and approval of commissioning schedule of the projects which shall be considered for prudence check.

d. Where the Power Purchase Agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff for prudence check of capital cost.

e. The generating company shall furnish the capital cost for execution of the existing and new projects as per **Appendix -II** to these Regulations along with tariff petition for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components.

18. Interest during Construction (IDC), Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

(1) Interest during construction (IDC) shall be computed considering the actual loan and normative loan after taking into account the prudent phasing of funds up to actual COD:

Provided that IDC on a normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in cases where the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on a quarterly basis:

Provided further that in case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year:

Provided further that IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on Weightage Average Rate of Interest (WAROI) for that respective quarter.

(2) Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses upto COD:

Provided that any revenue earned during construction period up to COD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts may be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

(3) In case of additional costs on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, the generating company shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds in case of IDC and details of IEDC during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay in achieving the COD is not attributable to the generating company and is due to uncontrollable factors as specified in these Regulations, IDC and IEDC beyond SCOD may

be allowed after due prudence check and the liquidated damages, if any, recovered or recoverable from the contractor or supplier or agency shall be adjusted in the capital cost of the generating station:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the SCOD, to the extent the delay is found beyond the control of generating company after due prudence and taking into account prudent phasing of funds.

(4) In case of delay in achieving the COD is attributable to the generating company or its contractor or supplier or agency, in such cases, IDC and IEDC beyond SCOD may be disallowed after prudence check on pro-rata basis corresponding to the period of delay not condoned and the liquidated damages, if any, recovered or recoverable from the contractor or supplier or agency shall be taken into account for computation of capital cost.

(5) For the purposes of Clause (3) and (4) of this Regulation, IDC on actual and normative loan shall be considered in accordance with the normative debt-equity ratio specified under Clause(1) of Regulation 23 of these Regulations.

19. Controllable and Uncontrollable factors:

The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors leading to time over-run, cost escalation impacting Contract Prices, IDC and IEDC of the project:

(1) The "Controllable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or change in Law or force majeure events; and
- Delay in execution of the project on account of contractor, supplier or agency of the generating company.

(2) The "Uncontrollable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- Force Majeure events; and
- Change in law.
- Land acquisition except where the delay is attributable to the generating company:

Provided that in the event of mismatch of SCOD between generating station and associated transmission system the matter shall be dealt in accordance with the provisions of the UPERC (Multi Year Tariff for Transmission) Regulation, 2025 as and when notified and as amended from time to time.

20. Initial Spares: Initial spares may be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, subject to the following ceiling norms:

a.	Coal-based/lignite-fired thermal generating stations -	4.0%
b.	Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating-Stations	4.0%
c.	Hydro generating stations including pumped storage hydro generating station	4.0%

Provided that:

Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Cost of Civil Works. The generating company, for the purpose of estimating Plant and Machinery Costs, shall submit the break-up of head-wise IDC and IEDC in its tariff application;

Where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in these Regulations for coal based thermal generating stations, as the case may be, shall apply.

21. Additional capitalization:

A. Additional Capitalisation within the original scope and up to the cut-off date

(1) The additional capital expenditure in respect of a new project or an existing project, on the following counts within the original scope of work as per Detailed Project Report (DPR), actually incurred after the date of commercial operation and up to the cutoff date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- Deferred liabilities;
- Works deferred for execution;

- c. Procurement of initial capital spares in the original scope of work, subject to ceiling specified in these Regulations;
- d. Payment against the award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority or order or decree of a Court;
- e. On account of change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- f. Force majeure events;

Provided that original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional and final tariff;

Provided that in case of any replacement of the assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization;

Provided further that a list of the deferred liabilities to be payable at a future date and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the generating station.

B. Additional Capitalisation within the original scope and after the cut-off date

(2) The additional capital expenditure actually incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- a. Payment made against award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of a Court;
- b. Change in Law or compliance with any existing law which has not been provided for in the original scope of work;
- c. Force majeure events;
- d. Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke as a part of ash disposal system in the original scope of work;
- e. Payment made towards liability admitted for works within the original scope executed prior to the cut-off date;
- f. Works within original scope executed after the cut-off date and admitted by the Commission, to the extent of actual payments made.

(3) In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after the cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on following grounds:

- a. Assets whose useful life is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these Regulations;
- b. The replacement of the asset or equipment is necessary on account of a change in law or Force Majeure conditions; or
- c. The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; or
- d. The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission.

Provided that any claim of additional capitalisation with respect to the replacement of assets under the original scope, if less than Rs. 50 lakhs, shall not be considered as part of Capital cost shall be met through normative O & M expenses.

C. Additional Capitalisation beyond the original scope

(4) The capital expenditure, in respect of the existing generating station incurred on the following counts beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- a. Payment made against award of arbitration or for compliance of order or directions of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- b. Change in law or compliance of any existing law;
- c. Force Majeure events;

d. Need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Indian Government Instrumentality or statutory authorities responsible for national or internal security;

e. Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke in addition to the original scope of work, on case-to-case basis:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same shall not be claimed under this Regulation:

f. Usage of water from the sewage treatment plant in the thermal generating station.

g. Works required towards biomass handling system to enable biomass co-firing and towards enabling flexible operation of the generating station as may be required.

h. Works pertaining to Railway Infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station (excluding any transportation cost and any other appurtenant cost paid to railways) that are not covered under Regulation 21(1), 21(2) and 21(7) but shall result in better fuel management and can lead to a reduction in operation costs, or shall have other tangible benefits:

Provided that the generating company shall have to mandatorily seek prior approval of the Commission before implementing such works based on a detailed cost-benefit analysis of such schemes;

(5) Any claim of additional capitalisation less than Rs. 50 lakhs shall not be considered under Clause (4) of this Regulation and shall be met through normative O & M expenses.

(6) In case of de-capitalisation of assets of a generating company the original cost of such asset as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised :

Provided that in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and wherein the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be computed by de-escalating the value of the new asset by depreciation rate of the new asset as specified in **Appendix - III** or by 5% per if depreciation rate of the asset is not specified in **Appendix - III** until the year of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the asset.

Provided that the additional capital expenditure incurred towards implementing above works as detailed under Clause 21(1), 21(2) and 21(4) shall be subject to prudence check by the Commission at the time of True up and the generating company shall provide detailed justification, applicable regulatory provisions and cost benefit analysis of such scheme.

Note 1:

Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in these Regulations.

Note 2:

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not provided in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in these Regulations.

(7) Additional capitalisation on account of Renovation and Modernization (R&M)

a. The generating company, for meeting the expenditure on Renovation and Modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station or a Unit thereof, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any:

Provided that the generating company making the applications for R&M shall not be eligible for Special Allowance under Regulation 21(8) of these Regulations:

Provided further that the generating company intending to undertake R&M shall seek the consent of the beneficiaries for such R&M and submit the response of the beneficiaries along with the Petition.

b. Where the generating company makes an application for approval of its proposal for R&M, the approval may be granted after due consideration of reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, consent of the beneficiaries, if obtained, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

c. After completion of the R&M, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of R&M expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff;

d. The provisions specified in Clause (a) shall apply provided the generating company shall ensure to plan R&M of at least one Unit of each generating station every year for life extension and improvement in performance, wherever due, after due techno economic studies and approval from the Commission to facilitate R&M or phase out.

e. Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on R&M and life extension shall be serviced on normative debt-equity ratio specified in the Regulation 23 after writing off the original amount of the replaced assets from the original project cost. The generating company, for the purpose of R&M and life extension of the plant, shall be guided by the guidelines issued by the Commission from time to time.

(8) Special Allowance for Coal-based Thermal Generating station

a. In case of coal-based thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M, may opt to avail of a 'special allowance' in accordance with the norms specified in this Regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses towards any additional capital expenditure in Regulations 21(1), 21(2), 21(4), 21(7) except for capital expenditure arising out of change in law, award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law, and force majeure after completion of 25 years from the date of Commercial operation of the generating station or a Unit thereof and in such an event, an upward revision of the capital cost shall not be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the Special Allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided also that such option shall not be available for a generating station or Unit for which Renovation and Modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or Unit which is in a depleted condition and operating under relaxed operational and performance norms:

Provided further that special allowance shall also be available for a generating station which has availed the Special Allowance during the previous control periods, as applicable.

b. A generating company, on opting for the alternative, for a coal-based thermal generating station, shall be allowed special allowance @ Rs. 10.75 lakh /MW/ year for the tariff period 2024-29

Provided that in respect of a Unit in commercial operation for more than 25 years as on 01.04.2024, this allowance shall also be admissible from the year 2024-25.

c. In the event of granting Special Allowance by the Commission, the expenditure incurred upon or utilized from Special Allowance shall be maintained separately by the generating station, and details of the same shall be made available to the Commission as and when directed.

d. The Special Allowance allowed under this Regulation shall be transferred to a separate fund for utilization towards Renovation & Modernisation and additional capitalisation as per sub-Clause (b) above, and the expenditure incurred or utilized from the special allowance shall be made available to the Commission as and when directed.

(9) Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards:

a. A generating company requiring incurring of additional capital expenditure in the existing generating station for compliance with the revised emissions standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition for undertaking such additional capitalization.

b. The proposal under sub-Clause (a) above shall contain details of the proposed technology as specified by the Central Electricity Authority, scope of work, phasing of

expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed computation of indicative impact on tariff to the beneficiaries, and any other information considered to be relevant by the generating company.

c. Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of the implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as maybe considered relevant by the Commission.

d. After completion of the implementation of revised emission standards, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of the determination of tariff.

e. Un-discharged liability, if any, on account of the emission control system shall be allowed as additional capital expenditure during the year it is discharged, subject to prudence check.

22. Sale of Infirm Power:

Supply of infirm power shall be accounted for deviation in accordance with CERC (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulation, 2024, as amended from time to time till DSM Regulation of the Commission is notified:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly;

Provided also that the startup power drawn by the generating station from the grid shall be adjusted with ex-bus energy and such energy shall be billed to its beneficiaries in the proportion of contracted capacities.

23. Debt-Equity Ratio

In case of all generating stations, debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.

Provided that,-

a. The generating company shall submit the resolution of the Board of the company regarding infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station.

b. In case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff;

c. The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment;

d. Any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt-equity ratio.

e. The debt and equity amount arrived as above shall be used for calculating interest on loan and return on equity.

f. Any expenditure incurred for the emission control system during the tariff period as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of supplementary tariff shall be serviced in the manner as specified above.

g. Any expenditure incurred on or after 01.04.2024 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and Renovation and Modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner as specified above.

CHAPTER-5 TARIFF STRUCTURE

24. Components of tariff:

(1) The tariff for supply of electricity from a generating station shall comprise of two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components as specified in the Regulation 24 (3)) and energy charge as specified in the Regulation 30.

(2) The Supplementary tariff consisting of supplementary capacity charges and supplementary energy charges, on account of the implementation of revised emission standards in existing generating stations or new generating stations, as the case may be, shall be determined by the Commission separately.

(3) The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The Annual Fixed Cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:-

- a. Return on equity;
- b. Interest on loan capital;
- c. Depreciation;
- d. Interest on working capital and;
- e. Operation and maintenance expenses;

Provided that special allowance in lieu of R&M where opted in accordance with these Regulations, wherever applicable, shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

(4) **Supplementary Capacity Charges:** Supplementary capacity charges shall be derived on the basis of the Annual Fixed Cost for emission control system (AF Ce). The Annual Fixed Cost for the emission control system shall consist of the components as listed in Sub-Clauses (a) to (e) of Clause 3 of this Regulation.

(5) The energy (variable) charges of a thermal power generating station shall be derived on the basis of landed fuel cost and shall constitute the following cost:

- a. Landed fuel cost of primary fuel; and
- b. Cost of secondary fuel oil;
- c. Cost of reagents on account of implementation of revised emission standards;

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall have to be adjusted in fuel cost:

Provided further that the supplementary energy charges, if any, on account of meeting the revised emission standards in case of a thermal generating station shall be determined separately by the Commission as per Regulation 30 (1) (b) of these Regulations.

(6) Landed Fuel Cost of Primary Fuel:

- a. The landed fuel cost of primary fuel for any month shall consist of base price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel and shall be inclusive of statutory charges as applicable, washery charges and transportation cost by rail or road or any other means, loading, unloading and handling charges;

Provided that procurement of fuel at a price other than Government notified prices may be considered, if it is based on competitive bidding through transparent process or supplied by Coal India Limited through Bridge Linkage(s) including premium over the notified price, if any:

Provided further that landed fuel cost of primary fuel shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company including any adjustment on account of quantity and quality:

Provided also that in case of coal-fired based thermal generating station, the Gross Calorific Value shall be measured by third party sampling and the expenses towards the third-party sampling facility shall be reimbursed by the beneficiaries.

- b. For the purpose of determination of tariff for the existing generating station the landed fuel cost of primary, secondary fuel and reagents shall be based on actual weighted average cost of primary fuel and secondary fuel and reagents of the immediately preceding three months to the start of the tariff control period and in the absence of landed costs for the immediately three preceding months, latest procurement price of primary fuel, secondary fuel and reagents, in case of both new and existing generating stations, shall be taken into account.

(7) Gross Calorific Value of Primary Fuel:

a. The gross calorific value for computation of energy charges shall be in accordance with 'GCV as Received';

b. The measurement of GCV of domestic coal shall be done based on third party sampling through an agency to be appointed by the generating company in accordance with the guidelines, if any, issued by the Central Government and the generating company shall ensure recovery of compensation as per Fuel Supply Agreement (s) and pass on the benefits of the same to the beneficiaries of the generating station:

Provided that in the absence of third-party sampling, computation of the energy charges as per Regulation 30 of these Regulations shall be done in accordance with 'GCV as Billed':

Provided further that the Commission after carrying out a detailed study may rationalise the mechanism for arriving at the gross calorific value of domestic coal at the generating station by considering various factors impacting the calorific value throughout entire value chain from the delivery of coal to receiving at the generating station.

c. No loss in calorific value between 'GCV as billed' and 'GCV as received' shall be admissible for generating stations procuring coal through import.

d. The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details in respect of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., as per the Form 15 prescribed at **Appendix-II** to these Regulations:

Provided that the additional details of the weighted average GCV of the primary fuel on a received basis used for generation during the period, the blending ratio of the imported coal with domestic coal, and the proportion of e-auction coal shall be provided, along with the bills of the respective month:

Provided further copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel such as domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel, details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, the proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company.

(8) Landed Cost of Reagent:

a. Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia are used during the operation of an emission control system for meeting revised emission standards, the landed cost of such reagents shall be determined based on the normative consumption and the purchase price of the reagent through competitive bidding, applicable statutory charges and transportation cost.

b. The normative consumption of specific reagents for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be as specified in Regulation 28 (7) of these Regulations.

25. Capacity (Fixed) Charge:

(1) The capacity charges of thermal generating stations shall be computed on following basis and their recovery shall be related to target availability in case of all existing as well as new generating stations:

Provided full capacity charges shall be recoverable at target availability specified in these Regulations. Recovery of capacity (fixed) charges below the level of target availability shall be on *pro rata* basis. At zero availability, no capacity charges shall be payable:

Provided also that the payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to the allocated capacity.

(2) The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and shall be recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive), which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station i.e. in the capacity excluding the free power to the home State.

(3) Components of Fixed Charges:**a. Return on Equity:**

Return on equity, for existing projects, shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with these Regulations at base rate of 15% post-tax per annum:

Provided that return on equity in respect of additional capitalization beyond the original scope including additional capitalization on account of emission control system, change in law, and force majeure, shall be computed at base rate of one-year SBI MCLR +350 basis point as on 1st April of the year, subject to a ceiling of 14%:

Provided that the rate of return of a new project shall be reduced by upto 1% for such period as maybe decided by the Commission, if the generating station is found to be declared under commercial operation without commissioning any of the following:

- (a) Restricted Governor Mode Operation (RGMO)
- (b) Free Governor Mode Operation (FGMO),
- (c) Data telemetry,
- (d) Communication system up to load dispatch center
- (e) Protection system based on the report submitted by SLDC:

Provided also that as and when any of the above requirements are found lacking in an existing generating station based on the report submitted by the SLDC, RoE may be reduced by up to 1% for such period as may be decided by the Commission:

Explanation: The premium raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the generating company, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the generating station and forms part of the approved financial package.

b. Interest on loan capital:

(i) Interest on loan capital shall be computed loan wise on the loans arrived at in the manner indicated in these Regulations.

(ii) The loan outstanding as on 1st April 2024 shall be worked out as the gross loan as per these Regulations minus cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31st March 2024. The repayment for any financial year during the tariff Period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that financial year.

In case of de-capitalisation of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a *pro rata* basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered up to the date of de-capitalisation of such asset.

(iii) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of actual loans at the beginning of each financial year and shall be adjusted based on actual loan portfolio each financial year accordingly.

(iv) If there is no actual loan for a particular financial year but normative loan is still outstanding, the weighted average rate of interest of the actual loan portfolio of the last control period shall be considered.

Provided further that if the generating station does not have any actual loan even in the last control period, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the generating company as a whole shall be considered.

Provided that the rate of interest on the loan for the installation of the emission control system commissioned subsequent to date of commercial operation of the generating station or Unit there of, shall be the weighted average rate of interest of the actual loan portfolio of the emission control system, and in the absence of the actual loan portfolio, the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered, subject to a ceiling of 14%:

Provided further that in both scenarios i.e. for generating station and emission control system, if the generating company does not have any actual loan portfolio, then the rate of interest for a loan shall be considered as 1-year MCLR of the State Bank of India as applicable as on April 1st of the relevant financial year.

(v) The generating company shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net benefit to the beneficiaries. The costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company in the ratio of 50:50. The above facts shall be certified by statutory Auditor.

(vi) The changes to the loan terms and conditions shall be reflected from the date of such re-financing and benefit passed on to the beneficiaries.

(vii) In case any moratorium period is availed of by the generating company, Depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as repayment during those years and interest on loan capital shall be calculated accordingly.

(viii) In case, the generating company has contracted floating/ variable rate of interest on loan resetting at certain interval of time, the impact of change in rate of interest shall be assessed by the generating company on account of such resetting duly certified by statutory auditor and the capacity charge of the relevant financial year shall be adjusted for such impact and billed accordingly to beneficiary without approaching the Commission for change in tariff on this account:

Provided that in case of dispute between generating company and beneficiary, any party may approach the Commission with proper application and it shall be ensured that the payment to the generating company is not withheld during pendency of the dispute:

Provided that the bank and finance charges shall be allowed separately, at the time of True-up, after prudence check.

c. Depreciation:

For the purpose of tariff, depreciation shall be computed in the following manner, namely:-

(i) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or Unit thereof. In case of tariff of all the Units of a generating station for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station taking into consideration the depreciation of individual Units or elements thereof:

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the Units of the generating station for which single tariff needs to be determined.

(ii) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset as admitted by the Commission. In case of multiple Units of a generating station weighted average life for the generating station shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

(iii) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset. Land other than the land held under lease and the land for a reservoir, in case of a hydro generating station, shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of asset:

Provided that in case of hydro generating station, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for development of the station:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term Power Purchase Agreement at regulated tariff:

Provided that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable;

(iv) In case of new projects, depreciation shall be calculated annually, based on straight line method over the useful life of the asset and at the rates prescribed in **Appendix - III** to these Regulations:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 15 years from the effective date of commercial operation of the station shall be spread over the balance useful life of the assets:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life:

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in **Appendix -III** to these Regulations to reduce front loading of tariff.

(v) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 01.04.2024 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.03.2024

from the gross depreciable value of the assets. The rate of depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix - III** till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter, the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life:

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in **Appendix -III** to these Regulations to reduce front loading of tariff.

(vi) The generating company shall submit the details of proposed capital expenditure during the end of the project (five years before the completion of useful life) along with justification and proposed life extension. The Commission, based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation on capital expenditure during the end of the project.

(vii) In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or Unit thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the decapitalized asset during its useful services.

(viii) Where the emission control system is implemented with in the original scope of the generating station and the date of commercial operation of the generating station or Unit thereof and the date of operation of the emission control system are the same, depreciation of the generating station or Unit thereof including the emission control system shall be computed in accordance with sub-clauses to (i) to (vii) of this Regulation.

(ix) Depreciation of the emission control system of an existing generating station, that is yet to complete its useful life or a new generating station or Unit thereof where the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of commercial operation of the generating station or Unit thereof, shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight line method at rates specified in **Appendix-III** to these Regulations:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the date of operation of such emission control system shall be spread over the balance period of thirteen years or balance operational life of generating station, whichever is lower:

Provided also that in case the date of operation of the emission control system is after the 20th year of commercial operation of the generating station or Unit thereof, but before the completion of the useful life of the generating station, the depreciation on emission control system (ECS) shall be computed annually from the date of operation of such ECS based on the straight line method, with a salvage value of 10% and the depreciable value shall be recovered till the operational life of the generating station.

d. Operation and maintenance expenses:

Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:

(i) Coal-based generating stations except those covered under Clause (ii)

(in Rs. lakh/ MW)

Financial Year	Upto 200/210/250 MW sets	300/330/350 MW sets	500 MW sets	600 /660 MW	800 MW series and above
2024-25	40.92	34.04	27.17	25.78	23.20
2025-26	43.07	35.83	28.60	27.13	24.42
2026-27	45.33	37.71	30.10	28.56	25.70
2027-28	47.71	39.69	31.68	30.06	27.05
2028-29	50.21	41.78	33.34	31.64	28.47

(ii)

(in Rs lakh/ MW)

Financial Year	Harduaganj Unit 7*
2024-25	77.00
2025-26	79.71
2026-27	82.51
2027-28	85.40
2028-29	88.40

*Provided that in case of partial utilisation of expenditure, unutilised amount may be allowed to meet the increased requirement of Operation & Maintenance expenditure in subsequent years.

(iii) For the generating stations having combination of 200/210/250/300/330/500/600/660 MW and above sets, the weighted average value for operation and maintenance expenses shall be adopted.

(iv) The normative values of operation and maintenance expenses including insurance, for the existing hydro generating stations, shall be as approved by the Commission in the tariff order based on the expenses approved in the previous control period, escalated at the rate of 4.47% per annum or any other factor as considered appropriate by the Commission.

(v) The water charges, security expenses, ash transportation expenses and capital spares for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check.

Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant and type of cooling water system or water agreement with state govt./utilities or the norms specified by the Ministry of Environment, Forest and Climate Change, subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition;

Provided also that the generating station shall submit the details of year-wise actual capital spares consumed individually costing above Rs. 10 Lakh at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through Special Allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares or renovation and modernization.

(vi) Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law shall be considered at the time of truing up of tariff:

Provided that such impact shall be allowed only in case the overall impact of such change in law event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project allowed for the year.

(vii) In the case of a generating company owned by the State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.

(viii) The operation and maintenance expenses on account of emission control systems in coal or lignite based thermal generating stations shall be 2% of the admitted capital expenditure (excluding IDC and IEDC) as on its date of operation, which shall be escalated annually @ 5.25% during the tariff period ending on 31st March 2029:

Provided that income generated from the sale of gypsum or other by-products shall be reduced from the operation and maintenance expenses.

(ix) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after the date of commencement of these Regulations, the base operation and maintenance expenses shall be fixed at 3.50% and 5.0% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works, IDC and IEDC) for first year of commercial operation for stations less than 200 MW projects and for stations more than 200 MW respectively and shall be subject to annual escalation of 6.64% per annum for the subsequent years.

(x) The generating station shall submit the details of year wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through special allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares or renovation and modernization.

e. Interest on Working Capital:

(i) Working capital shall be allowed on a normative basis. For coal based generating stations it shall include:

(a) Cost of coal towards stock for 10 days for pit-head generating stations and 20 days for non-pit-head generating stations, corresponding to the Target Availability or maximum coal stock storage capacity, whichever is lower;

(b) Advance Payment for 30 days towards Cost of coal for generation corresponding to the Target Availability;

(c) Cost of secondary fuel oil for two months corresponding to the target availability and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;

(d) Operation and Maintenance expenses as per Regulation 25(3)(d), for one month;

(e) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses; and

(f) Receivables equivalent to 45 days of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the target availability.

(ii) The indicative cost of fuel in cases covered under sub-Clauses (a) and (b) of sub-Clause (i) of this Regulation shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating company and gross calorific value of the fuel on 'as received basis', for the three months preceding the first month of the period for which tariff is to be determined.

(iii) For emission control system of coal or lignite based thermal generating stations:

(a) Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor;

(b) Advance payment for 30 days towards the cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(c) Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charge and supplementary energy charge for the sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor;

(d) Operation and maintenance expenses in respect of the emission control system for one month;

(e) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses in respect of emission control system.

(iv) Working Capital for hydro generating stations (including Pumped Storage Hydro generating station) shall cover:

(a) Operation and Maintenance expenses for one month;

(b) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses; and

(c) Receivables equivalent to 45 days of Annual fixed cost.

(v) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as the Bank Rate as on 01.04.2024 or as on 1st April of the year during the tariff period 2024-29 in which the generating station or a Unit thereof is declared under commercial operation, whichever is later :

Provided that in case of tripping-up, the rate of interest on working capital shall be considered at bank rate as on 1st April of each of the financial year during the tariff period 2024-29.

(vi) Interest on working capital shall be payable on normative basis even if the generating company has not taken loan for working capital from any outside agency.

26. Decommissioning:

In case a generating station Unit thereof, after it is certified by CEA or any other statutory authority, that any asset cannot be operated or needs to be replaced on account of environmental concerns or safety issues or system upgradation or a combination of these factors not attributable to generating company, the unrecovered depreciable value may be allowed to be recovered on a case-to-case basis after duly adjusting the salvage value or disposal value, whichever is higher, post disposal of such project:

Provided that the manner of recovery, including number of instalments in which such unrecovered depreciation will be allowed, shall be specified by the Commission on a case-to-case basis:

Provided further that no carrying cost shall be allowed on any delay associated with such recovery.

CHAPTER-6

COMPUTATION OF CAPACITY AND ENERGY CHARGES

27. Billing and Payment of Capacity Charges:

Billing and payment of capacity charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

(1) For a thermal generating station, each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in Installed Capacity of the generating station.

(2) The fixed cost of the emission control system shall be computed on an annual basis based on the norms specified under these Regulations and recovered on a monthly basis under supplementary capacity charge. The total supplementary capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per the irrespective percentage share or allocation in the capacity of the generating station:

Provided that in case generating station or Unit thereof is under shutdown due to R&M or installation of emission control system, as the case may be, the generating company shall be allowed to recover O & M expenses and interest on loan only.

(3) For a hydro generating station, each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in total saleable capacity of the generating station. Saleable capacity shall mean total capacity minus free capacity to home state(s) in case of IPP, if any.

Note-1

Allocation of total capacity of State sector generating stations is made by State Government from time to time.

Note-2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated share. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the State Government for a specific period. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by that beneficiary to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full fixed charges as per allocated capacity shares.

(4) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for utilization of their capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of capacity charges and energy charges (including that for sale of power under the transaction negotiated by him) corresponding to his total allocation and schedule respectively.

(5) If any capacity remains un-requisitioned during day-to-day operation, the State Load Despatch Centre shall advise all beneficiaries in the state and the other States/Regional Load Despatch Centers so that such capacity may be requisitioned through bilateral arrangements either with the concerned generating company or with the concerned beneficiary(ies) under intimation to the State Load Despatch Center.

(6) (a) The total capacity / supplementary charge payable for a thermal generating station and that for hydro power generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

$$CC1 = (AFC/12) (PAF1 / NPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/12)$$

$$CC2 = ((AFC/6)(PAF2 / NPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/6)) - CC1$$

$$CC3 = ((AFC/4) (PAF3 / NPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/4)) - (CC1+CC2)$$

$$CC4 = ((AFC/3) (PAF4 / NPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/3)) -$$

$$(CC1+CC2+CC3)$$

$CC5 = ((AFC \times 5/12) (PAF5 / NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 5/12)) - (CC1+CC2 +CC3 +CC4)$

$CC6 = ((AFC/2) (PAF6 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC/2)) - (CC1+CC2+CC3+CC4 + CC5)$

$CC7= ((AFC \times 7/12) (PAF7 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 7/12)) - (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6)$

$CC8 = ((AFC \times 2/3) (PAF8 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 2/3)) - (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7)$

$CC9 = ((AFC \times 3/4) (PAF9 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 3/4)) - (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7+ CC8)$

$CC10= ((AFC \times 5/6) (PAF10 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 5/6)) - (CC1+CC2 +CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9)$

$CC11= ((AFC \times 11/12) (PAF11 /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 11/12)) - (CC1+CC2+CC3 +CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10)$

$CC12= ((AFC) (PAFY /NAFAP) \text{ subject to ceiling of } (AFC)) - (CC1+CC2 +CC3+ CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10 + CC11)$

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees, for the thermal generating station or its emission control system, as the case may be.

NAFAP = Normative annual plant availability factor in percentage.

PAFM = Percent station availability factor achieved upto the end of the nth month.

PAFY = Percent station availability factor achieved during the Year.

CC1, CC2, CC3, CC4, CC5, CC6, CC7, CC8, CC9, CC10, CC11 and CC12 are the Capacity Charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

(b) PAFM upto the end of a particular month and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM \text{ or } PAFY = 10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / \{N \times CC \times (100 - AUX)\} \%$$

Where,

AUX=Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the ith day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch center after the day is over.

CC = Contracted Capacity in the generating station.

N= Number of days during the period.

Note:

DC_i and CC shall exclude the capacity of generating Units not declared under commercial operation. In case of a change in CC during the concerned period, its average value shall be taken.

(7) (a) The capacity charges for a hydro generating station (inclusive of incentive) shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the state/region to the generating company, every month in accordance with the following formula and in proportion to their respective shares in the concerned generating station for a calendar month and shall be equal to:

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAFAP) \text{ (in Rupees)}$$

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year (in Rupees)

NAFAP = Normative plant availability factor (in percentage)

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = station availability factor achieved during the month (in %)

b. PAFM upto the end of a particular month shall be computed in accordance with the following formula:-

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^N DCi / (N \times CC \times (100 - AUX))\%$$

Where,-

AUX=Normative auxiliary energy consumption (in percentage).

DCi = Declared capacity (in ex-bus MW) for the i^{th} day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch Centre after the day is over.

CC = Contracted Capacity in the generating station

N= Number of days in the month.

(8) The generating company shall submit data of cost, expenditure and operation as specified in **Appendix - I** to these Regulations in the month of September & March of each year.

28. Norms of operation for Thermal generating stations:

(1) Target Availability(NAPAF) for recovery of full Capacity (Fixed) charges:

a. For all thermal power generating stations except those covered under sub-Clause (b)- 85%
Provided that for the generating stations having completed 30 years from COD as on 31.03.2024 the target availability for recovery of fixed charges shall be reduced to 83%.

b.

S.No.	Name of station	Target Availability
1	Obra- B TPS	80%
2	Harduaganj Unit 7	65%

Note -1

Recovery of capacity (fixed) charges below the level of target availability shall be on *pro rata* basis. At zero availability, no capacity charges shall be payable.

Note-2

In case of non-availability of Unit(s) due to Renovation and Modernization or deletion of capacity or deration of capacity, the effective capacity left after discounting capacity of such Unit(s), shall be considered for the purpose of calculation of plant availability.

Note-3

In case of thermal backing instruction, the capacity(fixed) charges shall be payable on the basis of availability.

(2) Target station Load Factor for Incentive:

a. An incentive for a 15-minute block basis during Peak hours as defined by the Commission through various orders issued from time to time, shall be payable monthly above 85% PLF during that 15-minute block except for those as per clause (b) given below:-

b.

S. No.	Name of station	Target PLF
1	Obra- B TPS	80%
2	Harduaganj Unit 7	65%

Provided that for the generating stations having completed 30 years from COD as on 31.03.2024 the target PLF for incentive shall be reduced to 83%.

(3) Gross Station Heat Rate (GSHR):

a. In case of coal-based thermal power generating station having achieved COD before 01.04.2024 except those covered under sub-Clause b:

Below 200 MW Sets	200/ 210/ 250/ 300/ 330/ 350 MW Sets	500 MW	Above 500 MW Sets
2840 kCal/kWh	2430 kCal/kWh	2390 kCal/kWh	2270 kCal/kWh

Note-1

In respect of 500 MW and above Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than that indicated above.

Note-2

For the generating stations having combination of 200/210/250/300/330/350 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations.

b.

S.No.	Name of station	GSHR
1	Obra- B TPS	2755
2	Harduaganj Unit 7	2625

c. In case of coal-based thermal power generating station achieving COD on or after 01.04.2024

Gross Station Heat Rate = 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a generating Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design Unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the Units:

Pressure Rating (Kg/cm ²)	150	170	170	247	247	270	270
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	600/600
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935	1900	1850	1810	1800
Min. Boiler Efficiency							
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895
Max Design Unit Heat Rate (kCal/kWh)							
Sub bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2222	2151	2105	2081
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135	2078	2034	2022

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from the above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that where the boiler efficiency is below 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% respectively for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal for computation of station heat rate:

Provided also that maximum turbine cycle heat rate shall be adjusted for type of dry cooling system:

Provided also that if one or more generating Units were declared under commercial operation prior to 01.04.2024, the heat rate norms for those generating Units as well as generating Units declared under commercial operation on or after 01.04.2024 shall be lowest of the heat rate norms considered by the Commission during tariff period 2019-24 or those arrived at by above methodology or the norms as per these Regulations.

Note-

In respect of generating Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven Boiler Feed Pump.

(4) Secondary fuel oil consumption (SFOC):

(a) For all Coal-based generating stations except those covered under sub-Clause (b)-0.5 ml/kWh

(b)

S.No.	Name of station	SFOC
1	Obra- B TPS	2.1
2	Harduaganj Unit 7	2.5

(5) Auxiliary Energy Consumption (AUX):

(a) Coal-based generating stations except those covered under sub-Clause (b):

S. No.	Generating station	With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
1	Upto and including 200 MW series	
	Steam driven boiler feed pumps	8.5%
	Electrically driven boiler feed pumps	
2	300/330/350 MW series	
	Steam driven boiler feed pumps	5.75%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.0%
3	500 MW and above series	
	Steam driven boiler feed pumps	5.75%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.0%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers and where tube type coal mill is used, the norms shall be further increased by 0.5% and 0.8% respectively:

Provided further that for thermal generating stations upto 50 MW on CFBC technology, the norms shall be further increased by 1%:

Provided also that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows may be allowed for plants with Dry Cooling Systems:

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation)
Direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1%
Indirect cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

(b)

S.No.	Name of station	AUX
1	Obra- B TPS	9.7
2	Harduaganj Unit 7	9.5

(6) Compensation for Part load operation:

Part load operation may be compensated for the change in operating norms as per Grid Code.

(7) Norms of Auxiliary energy consumption for the emission control system (AUXen) of thermal generating stations:

Name of Technology	AUXen (as % of gross generation)
1. For reduction of emission of Sulphur Dioxide:	
(a) Wet Limestone based FGD system (without Gas-to-Gas heater)	1.00%
(b) Lime Spray Dryer or Semi dry FGD System	1.00%
(c) Dry Sorbent Injection System (using Sodium bicarbonate)	NIL
(d) For CFBC Power plant (furnace injection)	NIL
(e) Sea water based FGD system (without Gas-to-Gas heater)	1.00%
2. For reduction of emission of oxide of Nitrogen:	
(a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
(b) Selective Catalytic Reduction system	0.20%

Provided that where the technology is installed with a "Gas to Gas" heater, AUXen specified above shall be increased by 0.20% of gross generation.

(a) Norms for consumption of reagent,-

(i) The normative consumption of specific reagents for various technologies for the reduction of emission of sulphur dioxide shall be as under:-

(a) For Wet Limestone based Flue Gas De-sulphurisation (FGD) system: The specific limestone consumption (g/kWh) shall be worked out by following the formula:

$$[K \times \text{Normative heat rate (kcal/kWh)} \times \text{Sulphur content of coal(\%)} / \text{GCV in kcal/Kg}] \times [85/\text{LP}] \text{g/kWh}$$

Where,-

GCV = (A) Weighted Average Gross calorific value of coal in kcal per kg for coal based thermal generating stations computed in accordance with Regulation 24(7) of these Regulations;

(B) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kcal per kg, as applicable for lignite based thermal generating stations:

LP=Limestone Purity in percentage,

$K = (35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/96\%)$ to comply with the SO₂ emission norm of 100/200 mg/Nm³ or $(26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/73\%)$ for Units to comply with the SO₂ emission norm of 600 mg/Nm³:

Provided further that the limestone purity shall not be less than 85%.

(b) For Lime Spray Dryer or Semi-dry Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The specific lime consumption shall be worked out based on minimum purity of lime (LP) as at 90% or more by applying formula $[6 \times 90/LP]$ g/kWh;

(c) For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate): The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12 g per kWh at 100% purity.

(d) For CFBC Technology (furnace injection) based generating station: The specific limestone consumption for CFBC based generating station (furnace injection) shall be computed with the following formula:

$$[62.9 \times S \times \text{SHR}/\text{CVPF}] \times [85/LP]$$

Where

S = Sulphur content in percentage,

LP=Limestone Purity in percentage,

SHR=Gross station heat rate, in kCal per kWh,

CVPF=(a)Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg as applicable for lignite based thermal generating stations;

(e) For Sea Water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The reagent used in sea water-based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system shall be NIL.

(ii) The normative consumption of specific reagent for various technologies for the reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below:-

(a) For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System: The specific urea consumption of the SNCR system shall be 1.2 g per kWh at 100% purity of urea.

(b) For Selective Catalytic Reduction (SCR) System: The specific ammonia consumption of the SCR system shall be 0.6 g per kWh at 100% purity of ammonia.

29. Norms for Hydro Power generating stations:

(1) Normative Annual station Availability Factor for recovery of full capacity charges:

a. Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt: 90%

b. In case of storage and pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level is more than 8% and when plant availability is not affected by silt, the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAF.

c. Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.

d. Run-of-river type plants: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/ relevant.

Note-1

There shall be pro rata recovery of capacity charges in case the generating station achieves NAPAF below the prescribed normative levels. At Zero NAPAF, no capacity charges shall be payable to the generating station.

Note-2

In case of non-availability of Unit (s) due to Renovation and Modernization, the effective capacity left after discounting such capacity shall be considered for the purpose of calculation of NAPAF.

e. In the case of pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from the down-stream reservoir to the up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses up

to the bus bar of the generating station during off peak hours. In return, beneficiaries shall be entitled to an equivalent energy of 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir from the generating station during peak hours, and the generating station shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours:

(2) Auxiliary Energy Consumption (AUX):

Type of station	AUX (% of energy generated)
Surface	
Rotating Excitation	0.7%
Static Excitation	1.0%
Underground	
Rotating Excitation	0.9%
Static Excitation	1.2%

30. Energy Charges:

(1) Coal fired thermal generating stations:

a. Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae:

$$ECR = \{ (GSHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / GCVPF \} + (SFC \times LPSFi) + (LC \times LPL) \times 100 / (100 - AUX)$$

b. Supplementary ECR for coal and lignite based thermal generating stations:

$$\text{Supplementary ECR} = (\Delta ECR) + [(SRC \times LPR / 10) / (100 - (AUX + AUXe))]$$

Where,

AUX	Normative auxiliary energy consumption (in percentage);
AUXe	Normative auxiliary energy consumption for emission control system (in percentage);
GCVPF	(a) Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal-based stations less 85 Kcal/Kg on account of variation during storage at generating station;
	(b) Weighted Average Gross calorific value of primary fuel as received, in kCal per kg for lignite based stations.
	(c) In case of blending of fuel from different sources, the weighted average Gross calorific value of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio.
CVSF	Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.
ECR	Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.
GSHR	Normative gross station heat rate, in kCal per kWh.
LC	Normative limestone consumption in kg per kWh.
LPL	Weighted average landed price of limestone in Rupees per kg.
LPPF	Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg during the month. (In case of blending of fuel from different sources, the weighted average landed price of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio).
SFC	Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.
LPSFi	Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs. / ml during the month.
(ΔECR)	Difference between ECR with revised auxiliary energy consumption with emission control system equivalent to (AUX+AUXe) and ECR with normative auxiliary energy consumption as specified in these Regulations;
SRC	Specific reagent consumption on account of revised emission standards (in g/kWh);
LPR	Weighted average landed price of reagent for the emission control system (in Rs./kg).

(2) Adjustment of rate of energy charge (ECR) on account of variation in price or heat value of fuels:-

a. Initially, Gross Calorific Value of coal shall be taken (on as received basis) of the preceding three months. Any variation shall be adjusted on month-to-month basis on the basis of Gross Calorific Value of coal received and landed cost incurred by the generating company for procurement of coal or oil, as the case may be. No separate petition needs to be filed with the Commission for fuel price adjustment. In case of any dispute, an appropriate application in accordance with Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation, 2019, as amended from time to time or any statutory re-enactment thereof, shall be made before the Commission.

b. The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., as per the forms prescribed at **Appendix - II** to these Regulations:

c. Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the fuels as received shall also be provided separately, along with the bills of the respective month:

d. Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis for a period of three months.

(3) Landed Cost of Coal:-

a. The landed cost of coal shall mean the Landed fuel cost as defined in these Regulations and for the purpose of computation of energy charges, quantity of coal shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal dispatched by the coal supply company during the month as given below:

Pit head generating stations	0.2%
Non-Pit head generating stations	0.8%
RCR Mode	1.0%
Or	
Non-pit head multi modal transportation (using two or more than two mode of transport involving multiple trans-shipments)	

Any other charges incurred by the generating company in handling of coal at generating station shall be deemed to have been included in O&M expenses:

Provided that in the case of pit-head stations, if coal is procured from sources other than the pit-head mines, which is transported to the station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply:

Provided further that in case of non-coastal generating stations using imported coal, the transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply.

b. Where biomass fuel is used for blending with coal, the landed cost of biomass fuel shall be worked out based on the delivered cost of biomass at the unloading point of the generating station, inclusive of taxes and duties as applicable. The energy charge rate of the blended fuel shall be worked out considering the consumption of biomass based on the blending ratio as specified by the Authority or the actual consumption of biomass, whichever is lower.

(4) Cost of alternative coal supply:

In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their Power Purchase Agreement for supply of contracted power on account of shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station:

Provided that the weighted average price of use of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed as per Clause (5) of this Regulation: or

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative source of fuel exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative sources of fuel exceeds 20% of energy charge rate based on weighted average fuel price for the previous month, whichever is lower shall be considered; and in either event, prior consent of the beneficiary shall be taken by the generator by serving a notice upon the beneficiary in writing not later than seven working days in advance; and if the beneficiary does not respond to the notice given by the generator in writing within the above stipulated time, the beneficiary shall be liable for payment of fixed charges to generator.

Note:-

Alternative coal supply from CIL (Coal India Limited) beyond the FSA (Fuel Supply Agreement) must be done through e-auction route and for procurement of domestic open market coal and imported coal the generating companies shall follow a transparent competitive bidding process so as to identify a reasonable market price.

(5) Base energy charge rate for thermal generating stations:

The Commission through the specific tariff orders to be issued for each generating station shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge so approved shall be the base energy charge rate at the start of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed after escalating the base energy charge rate approved at the start of the tariff period by escalation rates for payment purposes as notified by CERC from time to time under competitive bidding guidelines.

(6) Energy charges for hydro- generating stations

a. The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$= (\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 12% or actual, whichever is less.

b. Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of Sub-Clause (c):

$$\text{ECR} = \text{AFC} \times 0.5 \times 10 / \{ \text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}) \}$$

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station, in MWh, subject to the provision in Sub-Clause (c) below.

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 12% or actual, whichever is less:

Provided that in cases where the site of a hydro project is awarded to a developer, by the State Government by following a transparent process of competitive bidding, the "free energy" shall be taken as 12%.

c. In case the actual total energy generated by a hydro generating station during a year is less than the design energy for reasons beyond the control of the generating station, the following treatment shall be applied on a rolling basis on an application filed by the generating company:

In case the energy shortfall occurs within ten years from the date of commercial operation of a generating station, the ECR for the year following the year of energy shortfall shall be computed based on the formula specified in Sub-Clause (b) with the modification that the DE for the year shall be considered as equal to the actual energy generated during the year of the shortfall, till the energy charge shortfall of the previous year has been made up, after which normal ECR shall be applicable:

Provided that in case actual generations from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of 4 years on account of hydrology factor, the generating station shall approach CEA with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

d. In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per sub-Clause (b) exceeds one hundred thirty (130) paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) / 10000\}$ MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred thirty (130) paise per kWh only.

31. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Pumped Storage Hydro Generating Stations:

The capacity charge payable to a pumped storage hydro generating station for a calendar month shall be:

$(AFC \times NDM / NDY)$ (In Rupees), if actual Generation during the month is $\geq 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month and $\{(AFC \times NDM / NDY) \times (\text{Actual Generation during the month during peak hours} / 75\% \text{ of the Pumping Energy consumed by the station during the month})\}$ (in Rupees), if actual Generation during the month is $< 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month.

Where,

AFC=Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NDM = Number of days in the month

NDY= Number of days in the year:

Provided that there would be adjustments at the end of the year based on actual generation and actual pumping energy consumed by the station during the year.

(1) The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary in excess of the design energy plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir, at a flat rate equal to the average energy charge rate of 20 paise per kWh, if any, during the calendar month, on ex power plant basis.

(2) Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$= 0.20 \times \{(\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} - \text{Design Energy for the month (DEm)}) + 75\% \text{ of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month}\} / 100.$

Where,

DEm = Design energy for the month specified for the hydro generating station, in MWh:

Provided that in case the Scheduled energy in a month is less than the Design Energy for the month plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month, then the energy charges payable by the beneficiaries shall be zero:

Provided that if the energy for the pumping of water from lower reservoir to upper reservoir is arranged by the generating company, the charges for the pumping energy till the ex-Bus of the generating station shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station.

(3) The generating company shall maintain the record of daily inflows of natural water into the upper elevation reservoir and the reservoir levels of the upper elevation reservoir and lower elevation reservoir on an hourly basis. The generator shall be required to maximize the peak hour supplies with the available water, including the natural flow of water. In case it is established that the generator is deliberately or otherwise, without any valid reason, not pumping water from a lower elevation reservoir to

a higher elevation during off-peak periods or not generating power to its potential or wasting the natural flow of water, the capacity charges of the day shall not be payable by the beneficiary. For this purpose, outages of the Unit(s)/station, including planned outages and forced outages up to 15% in a year, shall be construed as the valid reason for not pumping water from the lower elevation reservoir to the higher elevation during an off-peak period or not generating power using the energy of pumped water or natural flow of water:

Provided that the total capacity charges recovered during the year shall be adjusted on apro-rata basis in the following manner in the event of total machine outages in a year exceeds 15%:

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$$

Where,

(ACC) adj-Adjusted Annual Capacity Charges (ACC) R - Annual Capacity Charges recovered

ATO- Total Out ages in percentage for the year including forced and planned outages:

Provided further that the generating station shall be required to declare its machine availability daily on day ahead basis for all the time blocks of the day in line with the scheduling procedure of Grid Code.

(4) UPSLDC shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

CHAPTER 7

Scheduling, Accounting, Billing and Payment

32. Scheduling:

(1) The methodology of scheduling and availability shall be as specified in the Grid Code and as notified by the Commission from time to time. However, hydro power plants of capacity below 25 MW shall not be subject to scheduling.

(2) Declaration of available capacity shall also include limitation on generation during specific time periods, if any, on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations, etc.

(3) For run-of-river power stations without pondage, since variation of generation in such stations may lead to spillage, these shall be treated as must run stations. The maximum available capacity, duly taking into account the overload capability, must be equal to or greater than that required to make full use of the available water.

(4) For run-of-river power station with pondage and storage type power stations, since these hydro stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand, maximum available capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability, minus auxiliary consumption and transformation losses, corrected for the reservoir level. The State Load Despatch Centre shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations dispatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

33. Demonstration of Declared Capability:

(1) The generating company may be required to demonstrate the declared capability of its generating station as and when asked by the State Load Despatch Centre. In the event of the generating company failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as per sub-Clause (2) as below.

(2) During a month, for the first mis-declaration of any duration/block in a day, the generating company shall forgo the charges corresponding to two days' fixed charges, which shall be equivalent to fixed charges for four days' for the second mis-declaration and for subsequent mis-declarations, the forgone part shall be multiplied in the geometrical progression.

(3) The operating log books of the generating station shall be available for review by the State Load Despatch Centre. These books shall keep record of machine operation and maintenance, and reservoir level and spillway gate operation, in case of hydro generating stations.

34. Metering and Accounting:

Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15-minute time block basis shall be organized by the State Transmission Utility in consultation with State Load Despatch Centre. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed) shall fully cooperate with the State Transmission Utility/State Load Despatch Centre and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the State Load Despatch Centre. The State Load Despatch Centre, on the basis of processed data of meters along with data relating to declared capability and schedules etc., shall issue the State Accounts for energy on monthly basis as well as deviation charges on weekly basis. Deviation settlement procedures shall be governed by the orders of the Central Electricity Regulatory Commission till UPERC DSM Regulation are notified.

35. Billing and payment of Charges:

Bills shall be raised for capacity charge and energy charge by the generating company on monthly basis in accordance with these Regulations and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company:

Provided that the physical copy of the Bill in Original at the office of the Authorised Person of the beneficiary or the scanned copy of Original Bill through official email ID of the Authorised Signatory of the generating company, or the electronic copy of bill made available in the EASS with intimation to authorised representative/ nodal officer of entity, shall be recognized as valid mode of presentation of Bill:

Provided further that Authorized Signatory or Signatories (official designation only) shall be notified in advance by the Managing Director or Chief Executive Officer of the company and any change in the list of Authorised Signatory for the purpose shall be communicated in the same manner.

36. Recovery of Application fee and Statutory Charges:

The generating company shall be allowed recovery of statutory charges imposed by the State and Central Government such as electricity duty, water cess and payment to the pollution control board in addition to Application fee, subject to prudence check by the Commission. The details regarding the same shall be furnished along with the petition;

In case the electricity duty is applied on the auxiliary energy consumption, such amount of electricity duty shall apply on normative auxiliary energy consumption of the generating station (excluding colony consumption) and will be apportioned to each of the beneficiaries in proportion to their schedule dispatch during the month.

CHAPTER 8

Miscellaneous Provisions

37. Sharing of Benefits:

(1) The generating company shall also work out gains based on the actual performance of following controllable parameters:

- (a) Gross station Heat Rate;
- (b) Secondary Fuel Oil Consumption;
- (c) Auxiliary Energy Consumption; and
- (d) Re-financing of Loan.

(2) The financial gains, computed as per following formulae in case of generating station (other than hydro generating station), on account of the above operational parameters contained in Clause (1)(a) to (1)(c) shall be shared in the ratio of 50:50 between the generating company and the Beneficiaries:

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation};$$

Where,

ECR_N is Normative Energy Charge Rate computed on the basis of Norms specified/ approved for Gross station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECR_A is Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Gross station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.

(3) In case of hydro generating stations the net gain, on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption, shall be computed as per following formulae, if the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy, and shall be shared in the ratio of 50:50 between generating station and beneficiaries:

(a) When saleable scheduled generation is:

more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption,

then

Net gain (Million Rupees) = [(Saleable Scheduled generation in MUs) – (Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MUs)] x [1.30 or ECR, whichever is lower]

(b) When saleable scheduled generation is:

more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

Net gain (Million Rupees) = {Saleable Scheduled generation in MUs- [(Saleable Scheduled Generation in MUs x (100-normative AEC in %)/ (100- actual AEC in %))]} x [1.30 or ECR, whichever is lower];

Provided that in case of financial gains on account of parameter contained in Clause (1)(d) above shall be shared in accordance with these Regulations;

(4) Financial gains on account of controllable parameters shall be shared between the generating company and the beneficiaries on annual basis within thirty (30) days of the adoption of audited annual accounts.

In case of any dispute in sharing of gains within the stipulated time, the procurer or generator can approach the Commission for resolution within sixty (60) days of the adoption of the audited annual accounts. In specific instances the Commission may relax this period of limitation.

(5) The financial gains and losses by the generating company on account of uncontrollable parameters shall be passed on to beneficiaries of the generating company, after prudence check, if required, and approval of the Commission at the time of Truing up.

38. Incentive:

Incentive to a thermal power station, shall be payable on monthly basis at a rate as prescribed below for ex-bus scheduled energy for 15-minute time block basis, during peak hours, corresponding to incremental PLF achieved over and above Targeted PLF during such time blocks:

(i) For Obra B TPS:

PLF achieved during 15-minute timeblock in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 80 and less than or equal to 85	75
Above 85	85

(ii) For Harduaganj Unit 7:

PLF achieved during 15-minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 65 and less than or equal to 70	75
Above 70	85

(iii) For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024:

PLF achieved during 15-minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 83 and less than or equal to 88	75
Above 88	85

(iv) For generating stations other than stations at (i), (ii) and (iii) above:

PLF achieved during 15-minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 85 and less than or equal to 90	75
Above 90	85

39. Deviation Charges:

(1) Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawl and scheduled net drawl for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulation, 2024, till DSM Regulation of the Commission are notified.

(2) Actual net deviation of every generating station and beneficiary shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the State Transmission Utility (STU) and computed in MWh for each 15-minute time block by the State Load Despatch Centre.

40. Rebate:

(1) For payment of bills of capacity charges and energy charges through a letter of credit on presentation, or through NEFT/RTGS within a period of 5 days of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1.25% shall be allowed.

(2) Where payments are made on any day after 5 days, and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company, subject to a rebate of 1% being available on the 6th of presentation of bills, and subsequent to it a graded rebate reduced @ 0.04% per day shall be allowed till 30th day.

(3) No rebate beyond a period of 30 days of presentation of bills by the generating company shall be payable.

Explanation: In case of computation of 5 days, the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is official holiday, the 5th day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated):

Provided that no rebate shall be allowed by the generating company till the time such generating companies' outstanding dues as recognised and liquidated in installments by beneficiary(ies) under Rule 5 of Electricity (Late Payment Surcharges and Related Matters) Rules, 2022, as amended from time to time, is fully paid by the respective beneficiary(ies) along with any outstanding dues payable to generating company pursuant to Court Order or Order of the statutory authority, etc."

41. Late Payment Surcharge:

In case the payment of bills of capacity charges and energy charges by the beneficiary (ies) is delayed beyond a period of 45 days from the date of billing, a late payment surcharge as specified in the Ministry of Power-Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the generating company.

Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary shall be first adjusted towards a late payment surcharge on the outstanding charges and, thereafter, towards monthly charges billed by the generating company, starting from the longest overdue bill.

42. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary to meet ends of justice.

43. Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

44. Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulation have been framed, the Commission may deal with such matters in a manner it deems fit.

45. Repeal and Savings

(1) Save as otherwise provided in these Regulations, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation tariff) Regulations, 2019, and respective amendments shall stand repealed from the date these Regulations become effective.

(2) Notwithstanding such repeal, anything done or purported to have been done under the repealed Regulations shall be deemed to have been done or purported to have been done under these Regulations.

By order of the Commission,
SUNEET KUMAR AGARWAL,
Sachiv,
UPERC.

Appendix-I**Part-I : Thermal Power Stations**

1	Name of the Generating Company	:	:
2	Name of the Power Station	:	:
3	Year	As on 30 th Sept.	As on 31 st March
4	Capital cost (Rs.Cr.)	:	:
5	Equity (Rs.Cr.)	:	:
6	Loan (Rs.Cr.)	:	:
7	Depreciated cost (Rs.Cr.)	:	:
8	Depreciation (%)	:	:
9	O&M (Actual) (Rs.Cr.)	:	:
10	Target Availability (%)	:	:
11	Achieved Availability (%)	:	:
12	Plant Load Factor (%)	:	:
13	Energy Generated (MU)	:	:
14	Auxiliary Consumption (%)	:	:
15	Specific heat rate (Kcal/Kwh.)	:	:
16	Specific oil consumption (ml / Kwh.)	:	:
17	Requirement of coal at Target Availability (MT)	:	:
18	Requirement of coal at Actual Availability (MT)	:	:
19	Consumption of coal on achieved PLF(MT)	:	:
20	Purchase of coal (MT)	:	:
21	Requirement of oil at Target Availability (KL)	:	:
22	Requirement of oil at Actual Availability (KL)	:	:
23	Consumption of oil on achieved PLF(KL)	:	:
24	Purchase of oil (KL)	:	:
25	Consumption of reagent on achieved PLF	:	:
26	Average Stock of coal maintained / month (MT)	:	:
27	Average Stock of oil maintained/ month (KL)	:	:
28	Average Stock of reagent maintained/ month	:	:
29	Average Receivables (in months) (Rs.Cr.)	:	:
30	Requirement of spares (% of capital cost) :	:	:
31	GCV of coal(Kcal/Kg.)	:	:
32	GCV of oil (Kcal/Lt.)	:	:
33	Average price of coal (per MT)	:	:
34	Average price of oil (per KL)	:	:

Part-B Hydro Power Stations:

1	Name of the Generating Company	:		
2	Name of the Power Station	:		
3	Year	:	As on 30 th Sept.	As on 31 st March
4	Capital cost (Rs. Cr.)	:		
5	Equity (Rs. Cr.)	:		
6	Loan (Rs. Cr.)	:		
7	Depreciated cost (Rs. Cr.)	:		
8	Depreciation (%)	:		
9	O & M (Actual) (Rs. Cr.)	:		
10	Target Availability (%)	:		
11	Availability Achieved (%)	:		
12	Designed Energy (MU)	:		
13	Primary Energy (MU)	:		
14	Energy generated (MU)	:		
15	Secondary Energy generated (MU)	:		
16	Auxiliary Consumption (%)	:		
17	Transformation Losses (%)	:		
18	Average Receivables (in months)	:		
19	Requirement of spares (% of capital cost) :	:		

20. Unit wise details as on 30th September/ 31st March of the Financial Year:

Unit No.	1	2	3	4	5	6
Rated capacity (MW)						
De-rated capacity (MW)						
Date of synchronization						
Date of commercial operation						
Annual Maintenance (Days)						
Forced outage (days)						
Partial outage (days)						
Target Availability						
Actual Availability						
Generation						
Type of station (surface/underground)						
Type of excitation						
Cost of R&M(Rs.Cr.)						

Appendix-II

TARIFF FILING FORMS (THERMAL)

FOR DETERMINATION OF TARIFF

PART-I

PART-I**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for
Thermal Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
Form-1(I)	Statement showing claimed capital cost	
Form-1(II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Coal based projects	
FORM-5C	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5D	Details of variables , parameters , optional package etc. for New Project	
FORM-5Di	In case there is cost over run	
FORM-5Dii	In case there is time over run	
FORM-5E	In case there is claim of additional RoE	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM – 9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the useful life of Project	
FORM – 9Bi	Details of Assets De-capitalised during the period	
FORM – 9C	Statement showing reconciliation of Additional Capital expenditure (ACE) claimed with the capital additions as per books	
FORM – 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Works in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	

FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13 C	Other Income as on COD	
FORM- 13 D	Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual COD	
FORM- 13 E	Expenditure under different packages up to Scheduled COD and up to Actual COD	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM-15	Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges I	
FORM-16	Details/Information to be Submitted in respect of Capital Spares	
FORM-17	Liability Flow Statement	
FORM-18	Station wise Cost Audit Report	

Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	7
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	(A) Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. (B) Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: (a) Detailed Project Report (b) CPM Analysis (c) PERT Chart and Bar Chart (d) Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2023-24 and 2024-25 at the time of Mid-term True- Up in 2026-27 and for balance period of tariff period 2024-29 at the time of Final True- Up in 2024-25. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	

Note1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc.

Summary Sheet

Part-I- Form-1

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Place (Region/District/State): _____

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation	Rs. Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs. Lakh						
1.3	Return on Equity ¹	Rs. Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs. Lakh						
1.5	O & M Expenses	Rs. Lakh						
1.7	Compensation Allowance (If applicable)	Rs. Lakh						
1.8	Special allowance (If applicable)	Rs. Lakh						
	Total	Rs. Lakh						
2.1	Landed Fuel Cost (Domestic: coal)	Rs./Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost (Imported Coal)	Rs./Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.3	Secondary fuel oil cost	Rs./Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) ^{2A, 2B, 2C}	Rs./Unit						

Note :

1: Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

2A: If multifuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.

2B: The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.

2C: The Energy Charge rate for the month shall be based on fuel cost(s) and GCV(s) for the month as per Regulation 26 (i).

(Petitioner)

Form-1(I) –Statement showing claimed capital cost:

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Reversal during the year / period					
	Add: Discharges during the year/ period					
	Closing Capital Cost					
	Average Capital Cost					

Form-1(II) –Statement showing Return on Equity:

Sl. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to addition during the year / period					
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add: Increase due to discharges during the year / period					
	Closing Equity					
	Average Equity					
	Rate of ROE					
	Return on Equity					

(Petitioner)

Plant Characteristics**Part-I- Form-2**

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	
Installed Capacity (MW)					
Schedule COD as per Investment Approval					
Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)					
Pit Head or Non Pit Head					
Name of the Boiler Manufacture					
Name of Turbine Generator Manufacture					
Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm2)					
Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C)					
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm2)					
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C)					
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr)					
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr)					
Unit Gross electrical output under MCR /Rated condition (MW)					
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW)					
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh)					
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed					
% MCR					
% Makeup Water Consumption					
Design Capacity of Makeup Water System					
Design Capacity of Inlet Cooling System					
Design Cooling Water Temperature (°C)					
Back Pressure					
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)					
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition (kg/Cm2)					
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)					
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition (°C)					
Design / Guaranteed Boiler Efficiency (%)					
Design Fuel with and without blending of domestic/imported coal					
Type of Cooling Tower					
Type of cooling system					
Type of Boiler Feed Pump					
Fuel Details					
(a) Primary Fuel					
(b) Secondary Fuel					
(c) Alternate Fuels					

(Petitioner)

Part-I- Form-3

Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Year Ending March

Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Effective Tax Rate 4	%						
Target Availability	%						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal for WC ¹	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC ¹	in Months						
O & M expenses	Rs lakh / MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Receivables for WC	in Months						
Storage capacity of Primary fuel	MT						
SBI Base Rate + 350 basis points as on ²	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							

1. For Coal based generating stations
2. Mention relevant date

(Petitioner)

Part-I- Form-4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate at COD or 31.03.2024,
whichever is later _____

Exchange Rate as on 31.3.2024 _____

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency1¹												
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency2¹												
A.1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												

2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency³ & so on												
A.1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

Part-I- Form-4A

Details of Foreign Equity**(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

S. No	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency ¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency ²												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency ³												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency ¹ and so on												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

(Petitioner)

Part-I Form-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company

Name of the Power Station

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

Part-I Form-5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of ___ Qtr. of the year ____	As on scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning as per investment approval		

Scheduled COD of Unit-I	
Scheduled COD of Unit-II	

Scheduled COD of last Unit/Block	

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

Part-I- Form-5B

Break-up of Capital Cost for New Coal based projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/ anticipated COD Actual Amount	Liabilities/ Provisions	Variation (3-4-5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water Plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination Plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage system						
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						

2.3.10	MGR						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Firefighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
2.3.15	FGD system, if any						
2.3.16	De-salination plant for seawater intake						
2.3.17	External coal handling in Jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	BOP Electrical						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.5	Control & Instrumentation (C&I) Package						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties						
2.6	Taxes & Duties						
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main plant/Adm. Building						
4.2	CW system						

4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water Plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling Yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Firefighting System						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temp. construction and enabling works						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Startup fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						

6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Total Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately.

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Pitioner)

Break-up of Construction/Supply/Service packages**Name of the Petitioner** _____**Name of the Generating Station** _____

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
2	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
8	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs.Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal based plants in the FORM-5B to the extent possible.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency (ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr. +US\$50m=Rs.390Cr. at US\$=Rs. 62 as on say 01.04.24.

(Petitioner)

Part-I- Form-5D

Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality – Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unholding Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/Imported)	
Parameter/Variables		Values
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		

Basis of Price (Firm/Escalation-Linked)	
Equipment Supplier (Country of Origin)	
Optional Packages	Yes/No
Desalination Plant/RO Plant	
MGR	
Railway Siding	
Unloading Equipment at Jetty	
Rolling Stock/Locomotive	
FGD Plant	
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)	

(Petitioner)

Part-I- Form-5Di

In case there is cost over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/ to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					

2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire Fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/ Adm. Building					
4.2	CW system					

4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Firefighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					

6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

***Submit details of Freehold and Lease hold land**

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

Part-I- Form-5Dii

In case there is time over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-run	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention S. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path.

(Petitioner)

Part-I- Form-5E

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project	Completion Time as per Investment approval (Months)				Actual Completion time				Qualifying time schedule (as per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Completion time in Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
....									
.....									

(Petitioner)

Part-I- Form-6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project Cost as on COD¹ _____

Date of Commercial Operation of the Station² _____

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1320 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs. 62
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit.
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

Part-I- Form-7

Details of project specific loans

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Packag5	Package 6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD 3,4,5,13,15						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual etc.
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

Part-I- Form-8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/ COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

4. Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual etc.
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

Part-I- Form-9A

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

For Financial Year _____

Sl. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. Eg. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

Part-I- Form-9B

Statement of Additional Capitalisation during fag end of useful life of the Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Year	Work / Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 4	Cash basis	IDC included in col. 4			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)	(10)

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Region _____ State _____ District _____

S. No.	Name of the Asset	Nature of decapitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Pititiomer)

Part-I- Form-9C

**Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions
as per books Name of the Petitioner**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

Sl. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

PART-I- FORM-9D

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

Note:

- Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.
- For inter unit transfer, nature of transfer *i.e.* temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

Part-I- Form-9E

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital cost
(To be given for relevant dates and year wise)

Amount in Rs. Lakh

S. No.	Particulars	As on relevant date
A	Opening Gross Block Amount as per books	
	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	Amount of IDC in A(a) above	
	Amount of FC in A(a) above	
	Amount of FERV in A(a) above	
	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	Amount of IEDC in A(a) above	
B	Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	Amount of IDC in B(a) above	
	Amount of FC in B(a) above	
	Amount of FERV in B(a) above	
	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	Amount of IEDC in B(a) above	
C	(a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	(b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	(c) Amount of IDC in C(a) above	
	(d) Amount of FC in C(a) above	
	(e) Amount of FERV in C(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	(g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	(a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	(b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	(c) Amount of IDC in D(a) above	
	(d) Amount of FC in D(a) above	
	(e) Amount of FERV in D(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	

S. No.	Particulars	As on relevant date
	(g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	(a) Closing Gross Block Amount as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	(c) Amount of IDC in E(a) above	
	(d) Amount of FC in E(a) above	
	(e) Amount of FERV in E(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	(g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date.

(Petitioner)

Part-I- Form-9F

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital works in progress
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
A	Opening CWIP as per books	
	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	Amount of IDC in A(a) above	
	Amount of FC in A(a) above	
	Amount of FERV in A(a) above	
	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	Amount of IEDC in A(a) above	
B	Addition in CWIP during the period	
	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	Amount of IDC in B(a) above	
	Amount of FC in B(a) above	
	Amount of FERV in B(a) above	
	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	Amount of IEDC in B(a) above	
C	Transferred to Gross Block Amount during the period	
	Amount of capital liabilities in C(a) above	
	Amount of IDC in C(a) above	
	Amount of FC in C(a) above	
	Amount of FERV in C(a) above	
	Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	Amount of IEDC in C(a) above	
D	(a) Deletion in CWIP during the period	
	(b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	(c) Amount of IDC in D(a) above	
	(d) Amount of FC in D(a) above	
	(e) Amount of FERV in D(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	(g) Amount of IEDC in D(a) above	

E	(a) Closing CWIP as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	(c) Amount of IDC in E(a) above	
	(d) Amount of FC in E(a) above	
	(e) Amount of FERV in E(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	(g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-I- FORM-10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & so on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & so on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2; Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.29	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.29
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-I- FORM-12

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2024/ Station COD						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

FORM- 13 Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						

Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees are to be furnished. However, the calculations in Original currency are also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART-I- FORM-13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)							
Sl. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	Net Normative loan – Opening						
	Add: Increase due to addition during the year / period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
	Add: Increase due to discharges during the year / period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative loan						
	Weighted average rate of interest						
	Interest on Loan						

(Petitioner)

PART-I- FORM-13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal ¹						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil ¹						
3	Fuel Cost						
4	Liquid Fuel Stock						
5	O & M Expenses						
6	Maintenance Spares						
7	Receivables						
8	Total Working Capital						
9	Rate of Interest						
10	Interest on Working Capital						

Note:

1. For Coal based based generating stations

(Petitioner)

PART-I- FORM-13C

Other Income as on COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

PART-I- FORM-13D

Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD
and up to Actual/anticipated COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/ anticipated COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other Pre-Operating Expenses		
	...		
	...		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
		

(Petitioner)

PART-I- FORM-13E**Expenditure under different packages up to Scheduled COD
and up to Actual/anticipated COD**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual/ anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4			
5			
6			

(Petitioner)

PART-I- FORM-14

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan ¹									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	Foreign Loan ²									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	Foreign Loan ³									

[illegible]

1.2.2	Indian Loan ²									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan ³									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									

2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on pari passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi-unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

(Petitioner)

Part-I- Form-14A

Actual cash expenditure

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished.

(Petitioner)

Part-I- Form-15

**Details/Information to be submitted in respect of Fuel for
Computation of Energy Charges¹**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)		For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)	
			Domestic	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
1	Quantity of Coal supplied by Coal Company	(MMT)						
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal Company	(MMT)						
3	Coal supplied by Coal Company (1+2)	(MMT)						
4	Normative Transit & Handling Losses (For coal based Projects)	(MMT)						
5	Net coal Supplied (3-4)	(MMT)						
6	Amount charged by the Coal Company	(Rs.)						
7	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal Company	(Rs.)						
8	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)						
9	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)						
10	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)						
11	Demurrage Charges, if any	(Rs.)						
12	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)						

13	Total Transportation Charges (9+/-10-11+12)	(Rs.)						
14	Total amount Charged for coal supplied including Transportation (8+13)	(Rs.)						
15	Landed cost of coal	Rs./MT						
16	Blending Ratio (Domestic/Imported)							
17	Weighted average cost of coal for preceding three months	Rs./MT						
18	GCV of Domestic Coal as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)						
19	GCV of Imported Coal as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)						
20	Weighted average GCV of coal as Billed	(kCal/Kg)						
21	GCV of Domestic Coal as received at Station	(kCal/Kg)						
22	GCV of Imported Coal as received at Station	(kCal/Kg)						
23	Weighted average GCV of coal as Received	(kCal/Kg)						

Note:

1. Similar details to be furnished for secondary fuel oil for coal based thermal plants with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.

(Petitioner)

Part-I- Form-16

Details/Information to be submitted in respect of Capital Spares

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

(Petitioner)

Part-I- Form-17

Liability Flow Statement

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)

(Petitioner)

Appendix-II

TARIFF FILING FORMS (HYDRO) FOR DETERMINATION OF TARIFF

PART-II

PART-II
Checklist of Forms and other information/ documents for tariff
filing for Hydro Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Hydro Power Generating Station	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5Ei	In case there is cost over run	
FORM-5Eii	In case there is time over run	
FORM-5F	In case there is claim of additional RoE	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM 9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the Project	
FORM 9Bi	Details of Asset De- Capitalised during the period	
FORM- 9C	Statement showing reconciliation of Additional Capital Expenditure (ACE) claimed with the capital additions as per books	
FORM- 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Works in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13 C	Other Income as on COD	
FORM- 13 D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM- 15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM- 15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations	
FORM- 16	Liability Flow Statement	

Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: Detailed Project Report CPM Analysis PERT Chart and Bar Chart Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise / Stage wise/ Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2019-20 and 2020-21 at the time of Mid-term True- Up in 2021-22 and for balance period of Tariff period 2019-24 at the time of Final True- Up in 2023-24 . In case of initial Tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	
Note 1: Electronic Copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of pen drive.		

Summary Sheet

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Place (Region/District/State): _____

(Rs. in lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation						
1.2	Interest on Loan						
1.3	Return on Equity I						
1.4	Interest on Working Capital						
1.5	O & M Expenses						
	Total						

Note

- Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

Form-1 (I) – Statement showing claimed capital cost:

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Reversal during the year / period					
	Add: Discharges during the year / period					
	Closing Capital Cost					
	Average Capital Cost					

Form-1(II) – Statement showing Return Equity:

(Rs. in lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to during the year / period					
	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add: Increase due to Discharges during the year / period					
	Closing Equity					
	Average Equity					
	Rate of ROE					
	Return on Equity					

(Petitioner)

Part-II- Form-2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & other normative parameters considered for tariff calculation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Year Ending March

	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Date of commercial operation (actual/anticipated)							
	Unit-1							
	Unit-2							
	Unit-3							
4	Type of Station							
	(a) Surface/underground							
	(b) Purely ROR/ Pondage/Storage							
	(c) Peaking/non-peaking							
	(d) No. of hours of peaking							
	(e) Overload capacity(MW) & period							
5	Type of excitation							
	(a) Rotating exciters on generator							
	(b) Static excitation							
6	Design Energy (Annual) ¹	GWh						
7	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						
8	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)							
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M						
9.2	Receivables for WC	in Months						
9.3	Base Rate of Return on Equity	%						
9.5	SBI Base Rate + 350 basis points as on ²	%						

1. Month wise 10-day Design energy figures to be given separately with the petition.

2. Mention relevant date

(Petitioner)

Part-II- Form-3

Salient Features of Hydroelectric Project

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

1. Location	
State/Distt.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. De-silting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No. of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	

Rated Discharge (Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at FRL	
MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/Channel	
Diameter (M) , shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(Petitioner)

Part-II- Form-4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate at COD _____

Exchange Rate as on 31.3.2024 _____

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency¹												
A. 1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Cost of hedging												
	Currency²												
A. 1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												

3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency³¹ & so on												
A. 1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

Part-II- Form-4A

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency ¹												
A. 1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency ²												
A. 1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency ³ & so on												
A. 1	At the date of infusion ²												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

Part-II- Form-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Capital Cost as admitted by UPERC	
a	Capital cost admitted as on _____	
	(Give reference of relevant UPERC Order with Petition No.& Date)	
b	Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant currency)	
c	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
d	Total Foreign Component (Rs. Lakh)	
e	Domestic Component (Rs. Lakh)	
f	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
	Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)	

(Petitioner)

Part-II- Form-5A

**Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of
Commissioning for the New Projects**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of Qtr. of the year	As on scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		

Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)	
Schedule of Commissioning as per investment approval	
Scheduled COD of Unit-I	
Scheduled COD of Unit-II	

Scheduled COD of last Unit/Station	

Note:

1. Copy of Approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

Part-II- Form-5B

Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/ Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on actual/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation
1	2	3	4	5	6	7
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R&R expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Dam, Intake & De-silting chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					

3.0	Hydro Mechanical equipments					
4.0	Plant & Equipment					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	Total (Plant & Equipment)					
5.0	Taxes and Duties					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
5.3	Total Taxes & Duties					
6.0	Construction & Pre-commissioning expenses					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
6.4	Total (Const. & Pre-commissioning)					
7.0	Overheads					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					

7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
10.0	Total (Const. & Pre-commissioning)					

**Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

Part-II- Form-5C

Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Projects)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (1)	Cost on Actual/anticipated COD (1)	Variation	Reasons for Variation*
		Total Cost	Total Cost	(3)	(4)
1.0	Generator, turbine & Accessories				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C&I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)				
2.0	Auxiliary Electrical Equipment				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				

2.10	Diesel generating sets				
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)				
3.0	Auxiliary equipment & services for power station				
3.1	EOT crane				
3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Firefighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	Total (Auxiliary equipment & services for PS)				
4.0	Switchyard package				
5.0	Initial spares for all above equipments				
6.0	Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.1	Interest During Construction (IDC)				

7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
7.4	Hedging Cost				
7.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
8.0	Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost				

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost overrun was beyond the control of the generating company.

(Petitioner)

Part-II- Form-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
2	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
8	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakhs)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

1. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency (ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date.

(Petitioner)

Part-II- Form-5Ei

In case there is cost over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakhs) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					

2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Firefighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					

4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Firefighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					

6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land.

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-II- FORM-5E ii

In case there is time over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention S. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicates the activities on critical path.

(Petitioner)

PART-II- FORM-5F

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project Completion Time as per Investment approval (Months)	Actual Completion time				Qualifying time schedule (as per Regulations)				Months
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
....									
.....									

Note: Necessary documentary evidence in support of actual completion time to be submitted in accordance with Regulation 7(1).

(Petitioner)

PART-II- FORM-6

Financial Package upto COD¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project Cost as on COD¹ _____Date of Commercial
Operation of the Station² _____

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount 3		Currency and Amount 3		Currency and Amount 3	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1320 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs 62
2. Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Package 6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note-

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawal may also be enclosed.

8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years *etc.*
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, *etc.*
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, *etc.*
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing *etc.*
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

PART-II- FORM-8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

4. Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR *etc.* over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years *etc.*
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, *etc.*
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, *etc.*
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing *etc.*
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

PART-II- FORM-9A

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

For Financial Year _____

S. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual/Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

Part-II- Form-9B

Statement of Additional Capitalisation during fag end of the Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

S. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalised /Proposed to be capitalised (Rs. Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes.
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-II- FORM-9 Bi

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Region State District

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART-II- FORM-9C

Statement showing reconciliation of ACE claimed
with the capital additions as per books

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

Sl. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

PART-II- FORM-9D

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

Sl. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

Note:

1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, *etc.*
2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART-II- FORM-9E

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date		
A	Opening Gross Block Amount as per books			
	Amount of capital liabilities in A(a) above			
	Amount of IDC in A(a) above			
	Amount of FC in A(a) above			
	Amount of FERV in A(a) above			
	Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	Amount of IEDC in A(a) above			
B	Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	Amount of capital liabilities in B(a) above			
	Amount of IDC in B(a) above			
	Amount of FC in B(a) above			
	Amount of FERV in B(a) above			
	Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	Amount of IEDC in B(a) above			
C	Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	Amount of capital liabilities in C(a) above			
	Amount of IDC in C(a) above			
	Amount of FC in C(a) above			
	Amount of FERV in C(a) above			
	Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	Amount of IEDC in C(a) above			
D	Deletion in Gross Block Amount during the period			
	Amount of capital liabilities in D(a) above			
	Amount of IDC in D(a) above			
	Amount of FC in D(a) above			
	Amount of FERV in D(a) above			
	Amount of Hedging Cost in D(a) above			

	Amount of IEDC in D(a) above			
E	Closing Gross Block Amount as per books			
	Amount of capital liabilities in E(a) above			
	Amount of IDC in E(a) above			
	Amount of FC in E(a) above			
	Amount of FERV in E(a) above			
	Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	Amount of IEDC in E(a) above			

Note-

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and date.

(Petitioner)

PART-II- FORM-9F

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital Works in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date		
A	Opening CWIP as per books			
	Amount of capital liabilities in A(a) above			
	Amount of IDC in A(a) above			
	Amount of FC in A(a) above			
	Amount of FERV in A(a) above			
	Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	Amount of IEDC in A(a) above			
B	Addition in CWIP during the period			
	Amount of capital liabilities in B(a) above			
	Amount of IDC in B(a) above			
	Amount of FC in B(a) above			
	Amount of FERV in B(a) above			
	Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	Amount of IEDC in B(a) above			
C	Transferred to Gross Block Amount during the period			
	Amount of capital liabilities in C(a) above			
	Amount of IDC in C(a) above			
	Amount of FC in C(a) above			
	Amount of FERV in C(a) above			
	Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	Amount of IEDC in C(a) above			
D	Deletion in CWIP during the period			
	Amount of capital liabilities in D(a) above			
	Amount of IDC in D(a) above			

	Amount of FC in D(a) above			
	Amount of FERV in D(a) above			
	Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	Amount of IEDC in D(a) above			
E	Closing CWIP as per books			
	Amount of capital liabilities in E(a) above			
	Amount of IDC in E(a) above			
	Amount of FC in E(a) above			
	Amount of FERV in E(a) above			
	Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	Amount of IEDC in E(a) above			

Note:-

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date.

(Petitioner)

PART-II- FORM-10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD)1	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan 2										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:-

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

PART-II- FORM-11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.29	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.29
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately

Note:-

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-II- FORM-12

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land*						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2024/Station COD, whichever is later						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART-II- FORM-13

**Calculation of Weighted Average Rate of
Interest on Actual Loans¹**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						

Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees are to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART-II- FORM-13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	Net Normative loan – Opening						
	Add: Increase due to addition during the year / period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
	Add: Increase due to discharges during the year / period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative loan						
	Weighted average rate of interest						
	Interest on Loan						

(Petitioner)

Part-II- Form-13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

PART-II- FORM-13C

Other Income as on actual /anticipated COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...(add)						

(Petitioner)

PART-II- FORM-13D

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Upto Schedule COD	Up to actual/anticipated COD
A	Expenses:		
	Employees' Benefits Expenses		
	Finance Costs		
	Water Charges		
	Communication Expenses		
	Power Charges		
	Other Office and Administrative Expenses		
	Others (Please Specify Details)		
	Other pre-Operating Expenses		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
		

(Petitioner)

Name of the Generating Station _____

[illegible]

	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan 1									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan 2									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan 3									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									

	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on pari passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi-unit project details of capitalisation ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawl and repayment dates and amount, rates of interest etc.) should be furnished.

(Petitioner)

Part-II- Form-14A

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished.

(Petitioner)

PART-II- FORM-15A

**Design energy and peaking capability (month wise) - ROR
with Pondage/Storage type new stations**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Generating Company			
Name of Hydro-electric Generating Station :			
Installed Capacity: No of units X .MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		

December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated			
Note :			
Specify the number of peaking hours for which station has been designed.			

(Petitioner)

PART-II- FORM-15B

Design energy and MW Continuous (month wise)-
ROR type stations

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Generating Company			
Name of Hydro-electric Generating Station:			
Installed Capacity: No of units X .MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		

December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated			

(Petitioner)

PART-II- FORM-16

Liability Flow Statement

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)

(Petitioner)

Appendix III (A)
Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Pl & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.83%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery	5.83%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.83%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.83%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro-generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.83%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.83%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.83%
(ii)	Others	5.83%
(f)	Switchgear including cable connections	5.83%
(g)	Lightning arrestor	
(i)	Station type	5.83%

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
(ii)	Pole type	5.83%
(iii)	Synchronous condenser	5.83%
(h)	Batteries	5.83%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.83%
(ii)	Cable duct system	5.83%
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.83%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	5.83%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.83%
(iv)	Lines on treated wood support	5.83%
(j)	Meters	5.83%
(k)	Self propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.83%
(ii)	Portable	9.50%
(m)		
(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.83%
(n)	Apparatus let on hire	
(i)	Motors	9.50%
(ii)	Other than motors	6.33%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
(iii)	Fibre Optic	6.33%
(p)	I.T. Equipment including software	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	5.83%

Appendix III (B)
Depreciation Schedule for New Project

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	For investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	4.22%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	4.22%
(iii)	Diesel electric and gas plant	4.22%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	4.22%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro- generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	4.22%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	4.22%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutchha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	4.22%
(ii)	Others	4.22%
(f)	Switchgear including cable connections	4.22%
(g)	Lightning arrestor	
(i)	Station type	4.22%
(ii)	Pole type	4.22%
(iii)	Synchronous condenser	4.22%
Sr. No.	Asset Particulars	
(h)	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	4.22%
(ii)	Cable duct system	4.22%

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	4.22%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	4.22%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	4.22%
(iv)	Lines on treated wood support	4.22%
(j)	Meters	4.22%
(k)	Self propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	4.22%
(ii)	Portable	9.50%
(m)		
(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	4.22%
(n)	Apparatus let on hire	
(i)	Motors	6.33%
(ii)	Other than motors	9.50%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic/OPGW	6.33%
(p)	I.T. Equipment including software, UNMS, URTDSM, EMS, Cyber, Security System, REMC, WAMS, SCADA system	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	4.22%

पी०एस०यू०पी०-ए० पी० 12 राजपत्र-2025-(40)-588 प्रतियां-(कम्प्यूटर/आफसेट)।

पी०एस०यू०पी०-ए० पी० 1 सा० ऊर्जा (नि०नि०प्रकोष्ठ)-2025-(41)-500+100=600 प्रतियां (कम्प्यूटर/आफसेट)।